



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**TUGAS AKHIR - TE141599**

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI PADA PT. PUPUK  
SRIWIDJAJA DENGAN MEMPERTIMBANGKAN EKSPOR-  
IMPOR DAYA**

Talitha Puspita Sari  
NRP 2213 100 100

Dosen Pembimbing  
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST.,M.Eng.

JURUSAN TEKNIK ELEKTRO  
Fakultas Teknologi Industri  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember  
Surabaya 2017



**ITS**  
Institut  
Teknologi  
Sepuluh Nopember

**FINAL PROJECT - TE141599**

**STUDY OF COORDINATION PROTECTION IN PT. PUPUK  
SRIWIDJAJA CONSIDERING EXPORT-IMPORT POWER**

Talitha Puspita Sari  
NRP 2213 100 100

Advisor  
Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST.,M.Eng.

DEPARTMENT OF ELECTRICAL ENGINEERING  
Faculty of Industrial Technology  
Sepuluh Nopember Institute of Technology  
Surabaya 2017

## **PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR**

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul **“Studi Koordinasi Proteksi Pada PT. Pupuk Sriwidjaja Dengan Mempertimbangkan Ekspor-Impor Daya”** adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 10 Januari 2017

Talitha Puspita Sari  
2213100100

**HALAMAN PENGESAHAN**

**STUDI KOORDINASI PROTEKSI PADA PT. PUPUK  
SRIWIDJAJA DENGAN MEMPERTIMBANGKAN EKSPOR-  
IMPOR DAYA**

**TUGAS AKHIR**

**Diajukan Guna Memenuhi Sebagian Persyaratan  
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada**

**Bidang Studi Teknik Sistem Tenaga  
Jurusan Teknik Elektro  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember**

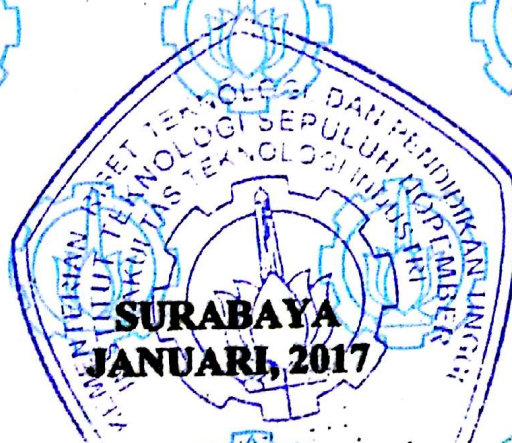
**Menyetujui :**

**Dosen Pembimbing I**

**Dosen Pembimbing II**

**Dr. Ir. Margo Pujiانتara, MT.**  
**NIP. 196603181990101001**

**Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST., M.Eng.**  
**NIP. 197309271998031004**



# **STUDI KOORDINASI PROTEKSI PADA PT. PUPUK SRIWIDJAJA DENGAN MEMPERTIMBANGKAN EKSPOR- IMPOR DAYA**

**Nama : Talitha Puspita Sari**  
**Pembimbing I : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.**  
**Pembimbing II : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST.,M.Eng.**

## **ABSTRAK**

Pada sistem kelistrikan, sangat dibutuhkan kontinuitas daya listrik agar tercapainya proses produksi yang optimal. PT. Pusri Palembang adalah pabrik yang memproduksi pupuk dan bahan kimia. Beberapa tahun terakhir PT. Pusri Palembang telah melakukan ekspansi penambahan beban dan generator, sehingga dilakukan integrasi pabrik baru dengan pabrik lama untuk menjaga kontinuitas daya listrik. Dengan adanya penambahan tersebut, perlu dilakukan ulang koordinasi proteksi pada PT. Pusri Palembang. Maka dari itu tugas akhir ini difokuskan untuk membahas studi koordinasi proteksi dengan mempertimbangkan ekspor-impor daya. Analisis hubung singkat dibutuhkan untuk mendapatkan koordinasi proteksi yang tepat dengan menggunakan *overcurrent relay* dan *directional overcurrent relay*. Sedangkan analisis aliran daya dilakukan untuk menentukan parameter *directional power relay* yang digunakan sebagai *backup* terakhir apabila terjadi kegagalan pada skema *load shedding*. Dengan mengatur *grading time* dan *time delay* antar rele sesuai standar IEEE 242 akan didapatkan hasil yang tepat pada koordinasi proteksi tersebut, sehingga dapat melindungi gangguan berupa arus beban lebih dan arus hubung singkat.

Kata kunci : koordinasi proteksi, ekspor-impor daya, *setting* rele

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## ***STUDY OF COORDINATION PROTECTION IN PT. PUPUK SRIWIDJAJA CONSIDERING EXPORT-IMPORT POWER***

***Name*** : Talitha Puspita Sari  
***Advisor 1*** : Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT.  
***Advisor 2*** : Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST.,M.Eng.

### ***ABSTRACT***

*In order to achieve the optimization of production process, power continuity is needed in electrical system. PT. Pusri Palembang is a factory that produce fertilizer and chemical materials. In recent years, PT. Pusri Palembang had already done the expansion for a new plant and a generator, consequently the integration of new plant with old plant is important to maintain the power continuity. Within this replenishment, PT. Pusri Palembang have to change the setting of coordination protection from its previous state. Therefore, this final project is focused on discussing the coordination protection studies considering export-import power. The analysis of short circuit is required to obtain the the proper coordination using overcurrent relay and directional overcurrent relay. Whereas the analysis of power flow is required to determine parameters of directional overcurrent relay which is used for the last backup if there is a failure in load shedding scheme. By arranging the grading time and time delay between those relay according to IEEE 242 standard, the proper coordination can be done. As the final result, the coordination protection can protect the system from disruption of overload current and short circuit current.*

*Keywords: coordination protection, export-import power, setting relay*

---Halaman ini sengaja dikosongkan---



## KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala rahmat dan hidayah-Nya, sehingga penulis diberi kelancaran dalam menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“Studi Koordinasi Proteksi Pada PT. Pupuk Sriwidjaja Dengan Mempertimbangkan Ekspor Impor Daya”**

Dalam kesempatan ini penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada pihak-pihak yang berjasa terutama dalam penyusunan tugas akhir ini, yaitu :

1. Bapak Dr. Ir. Margo Pujiantara, MT dan Bapak Dr. Eng. Ardyono Priyadi, ST.,M.Eng selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan saran serta bimbingan.
2. Segenap keluarga, terutama kedua orang tua penulis, Ir. Prasetyo Wahyudie, M.T dan Dr. Vita Ratnasari, Ssi, M.Si serta kakak dan adik tercinta, Maya Prananda Sari, ST dan Nadya Permata Sari yang selalu memberikan dukungan, semangat, dan doa untuk keberhasilan penulis.
3. Ridho Dwi Laksono atas dukungan, doa, semangat dan perhatian yang terus menerus diberikan.
4. Seluruh rekan asisten LIPIST “B-204” angkatan 2011, 2012, 2013, dan 2014 atas dukungan, semangat, bantuan, dan doa yang diberikan untuk penulis. Sera kebersamaan, dan kerjasama selama ini.
5. Seluruh keluarga besar Teknik Elektro Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya, para dosen, karyawan, serta rekan-rekan mahasiswa atas dukungan, masukan, dan kerjasamanya selama masa kuliah dan proses pengerjaan tugas akhir.

Besar harapan penulis agar tugas akhir ini dapat memberikan manfaat dan masukan bagi banyak pihak. Oleh karena itu penulis mengharapkan kritik, dan saran dari pembaca yang bersifat membangun untuk pengembangan ke arah yang lebih baik.

Surabaya, Januari 2017

Penulis

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

# DAFTAR ISI

Halaman Judul	
Pernyataan Keaslian Tugas Akhir	
Lembar Pengesahan	
ABSTRAK .....	i
ABSTRACT .....	iii
KATA PENGANTAR .....	v
DAFTAR ISI .....	vii
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL .....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang Masalah .....	1
1.2 Permasalahan .....	1
1.3 Batasan Masalah .....	2
1.4 Tujuan dan Manfaat .....	2
1.5 Metodologi .....	2
1.6 Sistematika Penulisan .....	3
BAB 2 KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN .....	5
2.1 Dasar Proteksi Sistem Tenaga Listrik .....	5
2.2 Gangguan Beban Lebih .....	5
2.3 Gangguan Hubung Singkat .....	5
2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat .....	7
2.4.1 Hubung Singkat Tiga Fasa (Simetri) .....	7
2.4.2 Hubung Singkat Antar Fasa (Asimetri) .....	7
2.4.3 Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah .....	8
2.5 Transformator Arus ( <i>Current Transformer</i> ) .....	8
2.6 Rele Proteksi .....	8
2.7 Rele Arus lebih ( <i>Overcurrent Relay</i> ) .....	9
2.7.1 Rele Arus Lebih Waktu <i>Inverse</i> .....	9
2.7.2 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu .....	11
2.7.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan .....	11
2.8 Penyetelan Rele Arus Lebih .....	13
2.8.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu <i>Inverse</i> .....	13
2.8.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Instan .....	14
2.8.3. Koordinasi Berdasarkan Arus dan Waktu .....	15
2.9 Rele Gangguan ke Tanah ( <i>Ground Fault Relay</i> ) .....	15
2.10 Rele Arah ( <i>Directional Relay</i> ) .....	16
2.10.1 Rele Arah Arus Lebih ( <i>Directional Overcurrent Relay</i> ) .....	16

2.10.2 Rele Arah Daya ( <i>Directional Power Relay</i> ) .....	16
<b>BAB 3 SISTEM KELISTRIKAN PT. PUSRI PALEMBANG .....</b>	<b>17</b>
3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang .....	17
3.1.1 Sistem Kelistrikan Eksisting PT. Pusri Palembang .....	17
3.2 Kapasitas Pembangkitan PT. Pusri Palembang .....	18
3.3 Sistem Distribusi di PT. Pusri Palembang .....	19
3.4 Data Beban di PT. Pusri Palembang .....	20
3.5 Sistem Proteksi PT. Pusri Palembang.....	21
<b>BAB 4 SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI</b>	
<b>PT. PUSRI PALEMBANG .....</b>	<b>23</b>
4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang .....	23
4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Pada PT. Pusri Palembang.....	23
4.3 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat .....	24
4.3.1 Analisis Arus Hubung Singkat Maksimum .....	24
4.3.2 Analisis Arus Hubung Singkat Minimum.....	26
4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa.....	27
4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1 .....	27
4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2 .....	42
4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3 .....	54
4.5 <i>Directional Power Relay</i> .....	63
4.6 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah .....	64
4.6.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 1.....	65
4.6.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 2.....	72
4.6.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 3.....	77
<b>Bab 5 PENUTUP.....</b>	<b>83</b>
5.1 Kesimpulan.....	83
5.2 Saran.....	85
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>87</b>
<b>BIOGRAFI PENULIS .....</b>	<b>89</b>

# TABLE OF CONTENT

Cover	
Authenticity Statement of Final Project	
Cerfication Page	
ABSTRAK .....	i
<i>ABSTRACT</i> .....	iii
PREFACE .....	v
TABLE OF CONTENT .....	vii
LIST OF FIGURE .....	ix
LIST OF TABLE .....	xi
CHAPTER 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Background of Problem .....	1
1.2 Problems.....	1
1.3 Scope of Problem .....	2
1.4 Objectives and Advantages .....	2
1.5 Metodology .....	2
1.6 Writing Schematics .....	3
CHAPTER 2 PROTECTION COORDINATION OF ELECTRICITY SYSTEM .....	5
2.1 Basic of Protection in Electrical System .....	5
2.2 Overload Fault.....	5
2.3 Short Circuit Fault.....	5
2.4 Calculation of Short Circuit Faults.....	7
2.4.1 Short Circuit of Three Phase (Symmetry) .....	7
2.4.2 Short Circuit of Line to Line (Asymmetry).....	7
2.4.3 Short Circuit of Line to Ground .....	8
2.5 Current Transformer.....	8
2.6 Protection Relay .....	8
2.7 Overcurrent Relay .....	9
2.7.1 Inverse Time of Overcurrent Relay .....	9
2.7.2 Specific Time of Overcurrent Relay.....	11
2.7.3 Instant Time of Overcurrent Relay .....	11
2.8 Setting of Overcurrent Relay.....	13
2.8.1 Setting of Inverse Time in Overcurrent Relay.....	13
2.8.2 Setting of Instant Time in Overcurrent Relay .....	14
2.8.3. Coordination based on Time and Current.....	15
2.9 Ground Fault Relay .....	15
2.10 Directional Relay .....	16
2.10.1 Directional Overcurrent Relay .....	16

2.10.2 Directional Power Relay .....	16
CHAPTER 3 ELECTRICITY SYSTEM OF PT. PUSRI PALEMBANG .....	17
3.1 Electricity System of PT. Pusri Palembang .....	17
3.1.1 Existing Electricity System of PT. Pusri Palembang .....	17
3.2 Generation Capacity of PT. Pusri Palembang.....	18
3.3 Distribution System in PT. Pusri Palembang.....	19
3.4 Load in PT. Pusri Palembang .....	20
3.5 Protection System of PT. Pusri Palembang .....	21
CHAPTER 4 SIMULATION AND PROTECTION COORDINATION ANALYSIS AT PT. PUSRI PALEMBANG .....	23
4.1 PT. Pusri Palembang Electricity System's Modeling.....	23
4.2 Selection of Typical Coordination Protection at PT. Pusri Palembang.....	23
4.3 Short Circuit Current Analysis .....	24
4.3.1 Short Circuit Current Maximum Analysis.....	24
4.3.2 Short Circuit Current Minimum Analysis.....	26
4.4 Overcurrent Relay Coordination Phase Fault .....	27
4.4.1 Overcurrent Relay Coordination Phase Fault Typical 1 .....	27
4.4.2 Overcurrent Relay Coordination Phase Fault Typical 2 .....	42
4.4.3 Overcurrent Relay Coordination Phase Fault Typical 3 .....	54
4.5 Directional Power Relay .....	63
4.6 Ground Fault Relay Coordination.....	64
4.6.1 Ground Fault Relay Coordination Typical 1 .....	65
4.6.2 Ground Fault Relay Coordination Typical 2 .....	72
4.6.3 Ground Fault Relay Coordination Typical 3 .....	77
CHAPTER 5 APPENDIX .....	83
5.1 Conclusion .....	83
5.2 Recommendation .....	85
BIBLIOGRAPHY .....	87
BIOGRAPHY .....	89

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers .....	10
<b>Gambar 2.2</b>	Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Instan .....	11
<b>Gambar 2.3</b>	Kombinasi Rele Arus Lebih Waktu Invers Rele Arus Lebih Waktu Instan .....	12
<b>Gambar 2.4</b>	Rele Arus Lebih Pengaman Transformator.....	15
<b>Gambar 3.1</b>	Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang Jaringan Lama .	17
<b>Gambar 3.2</b>	Sistem Kelistrikan Baru PT. Pusri Palembang.....	18
<b>Gambar 4. 1</b>	Tipikal Kordinasi Pengaman PT. Pusri Palembang .....	24
<b>Gambar 4.2</b>	(a) Tipikal 1A dan (b) Tipikal 1B .....	28
<b>Gambar 4.3</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1A .....	29
<b>Gambar 4.4</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1A .....	35
<b>Gambar 4.5</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1B.....	36
<b>Gambar 4.6</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1B .....	41
<b>Gambar 4.7</b>	(a) Tipikal 2A dan (b) Tipikal 2B .....	42
<b>Gambar 4.8</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 2A .....	43
<b>Gambar 4.9</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2A .....	47
<b>Gambar 4.10</b>	Plot Kurva Kengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 2B.....	48
<b>Gambar 4.11</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2B.....	53
<b>Gambar 4.12</b>	Tipikal 3.....	54
<b>Gambar 4.13</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 3 .....	55
<b>Gambar 4.14</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 3 .....	62
<b>Gambar 4.15</b>	Koordinasi Proteksi Tipikal 1A dan 1B .....	65
<b>Gambar 4.16</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1 .....	66
<b>Gambar 4.17</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1A.....	69
<b>Gambar 4.18</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1B.....	71

<b>Gambar 4.19</b>	Koordinasi Proteksi Tipikal 2A dan 2B .....	72
<b>Gambar 4. 20</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Eksisting Tipikal 2.....	73
<b>Gambar 4.21</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2A.....	75
<b>Gambar 4.22</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2B .....	78
<b>Gambar 4.23</b>	Tipikal 3 .....	78
<b>Gambar 4.24</b>	Plot Kurva Pengaman Untuk Eksisting Tipikal 3.....	79
<b>Gambar 4.25</b>	Plot kurva pengaman untuk resetting Tipikal 3 .....	82



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Tabel Gangguan Hubung Singkat.....	6
<b>Tabel 2.2</b> Tabel Koefisien Rele Kurva <i>Inverse</i> .....	14
<b>Tabel 3.1</b> Data Kapasitas Pembangkit di PT. Pusri Palembang.....	18
<b>Tabel 3.2</b> Data Bus Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang..	19
<b>Tabel 3.3</b> Data Transformator Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang.....	20
<b>Tabel 3.4</b> Data <i>Tie Transformer</i> Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang.....	20
<b>Tabel 3.5</b> Data Beban Eksisting di PT. Pusri Palembang .....	21
<b>Tabel 3.6</b> Data Beban Lump dan Motor di PT. Pusri Palembang.....	21
<b>Tabel 4.1</b> Data Arus Hubung Singkat Maksimum.....	25
<b>Tabel 4.2</b> Data Arus Hubung Singkat Minimum .....	26
<b>Tabel 4.3</b> Data Pembangkit di PT. Pusri Palembang Saat STG-1 Mati .....	63
<b>Tabel 4.4</b> Data Beban di PT. Pusri Palembang Setelah Dilakukan Skema Load Shedding.....	64

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

# BAB 1

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Masalah

Kontinuitas pada suatu sistem kelistrikan merupakan hal penting yang harus dijaga, sehingga suatu industri membutuhkan kontinuitas pasokan daya dan keandalan sistem kelistrikan untuk menjaga kontinuitas produksi. PT. Pusri Palembang merupakan pabrik yang memproduksi pupuk dan bahan kimia, maka apabila terjadi gangguan pada kelistrikan akan mengubah struktur dari bahan kimia tersebut. Gangguan tersebut dapat diatasi dengan pemilihan peralatan pengaman yang tepat, cepat dan efisien. Dengan demikian apabila terjadi suatu gangguan di sebuah lokasi, tempat lain tidak akan terpengaruhi dan tetap mampu menjaga hasil produksi. Hal tersebut dapat dilakukan dengan cara melakukan *setting* pada *circuit breaker* yang ada

PT. Pupuk Sriwidjaja Palembang (PT. Pusri Palembang) merupakan suatu pabrik berbahan dasar kimia yang telah melakukan ekspansi dengan menambah beban pada pabrik Pusri 2B dan generator baru. Ekspansi tersebut telah terintegrasi dengan bus 33kV sistem eksisting. Selain itu, penambahan tersebut mempengaruhi aliran daya pada sistem kelistrikan yang ada, sehingga dibutuhkan ekspor-impor daya untuk menjaga kontinuitas sistem. Maka dari itu, tugas akhir ini berfokus pada studi koordinasi proteksi pada PT. Pupuk Sriwidjaja dengan mempertimbangkan ekspor-impor daya pada tipikal yang sesuai dengan kebutuhan. Diharapkan dengan pembuatan tugas akhir ini dapat berguna bagi PT. Pupuk Sriwidjaja dalam perbaikan koordinasi proteksi yang ada.

### 1.2 Permasalahan

Secara khusus, topik permasalahan yang akan diselesaikan pada tugas akhir ini adalah melakukan studi mengenai aliran daya pada PT. Pusri Palembang dengan mempertimbangkan ekspor dan impor daya akibat penambahan beban pabrik Pusri 2B dan generator baru. Tahapan selanjutnya adalah melakukan *setting* parameter rele pada tipikal yang ditentukan dengan menggunakan nilai yang didapatkan dari perhitungan dan telah disimulasikan.

### 1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah yang digunakan pada tugas akhir ini adalah pengerjaan *setting* parameter rele dibatasi dengan pemilihan beberapa tipikal yang mampu merepresentasikan keadaan kelistrikan pada PT. Puri Palembang. Selain itu pembahasan yang dilakukan dalam *setting* koordinasi proteksi pada PT. Pusri Palembang adalah pada saat kondisi *steady state*. Seluruh koordinasi yang dilakukan akan disimulasikan dalam *software* ETAP.

### 1.4 Tujuan dan Manfaat

Tujuan dari Tugas Akhir ini diharapkan sebagai berikut:

1. Melakukan pemodelan, simulasi, dan analisis pada sistem proteksi eksisting PT. Pusri Palembang.
2. Mendapatkan *setting* dari koordinasi rele pada sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang akibat penambahan beban pabrik Pusri 2B dan generator baru dengan mempertimbangkan ekspor dan impor daya.

Sementara itu, hasil dari tugas akhir ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut:

1. Dapat digunakan sebagai masukan bagi PT. Pusri Palembang dalam melakukan koordinasi proteksi akibat penambahan beban pabrik Pusri 2B dan generator baru dengan mempertimbangkan ekspor dan impor daya.
2. Dapat menjadi referensi mengenai studi koordinasi proteksi bagi mahasiswa yang akan mengerjakan tugas akhir dengan permasalahan yang serupa.

### 1.5 Metodologi

Metodologi yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah:

#### 1. Studi literatur

Mencari dan membaca literatur berupa buku ataupun referensi lainnya mengenai rele arus lebih dan koordinasi proteksi guna menambah pemahaman mengenai permasalahan yang dihadapi dan mengetahui langkah-langkah dalam menyelesaikan permasalahan tersebut.

#### 2. Pengumpulan data

Mengumpulkan data-data yang dibutuhkan mengenai sistem kelistrikan pada PT. Pusri Palembang, baik single line diagram maupun spesifikasi peralatan lainnya seperti generator, kabel,

motor, transformator dan kapasitas busbar) pada PT. Pusri Palembang.

**3. Pemodelan dan simulasi**

Memodelkan sistem kelistrikan pada PT. Pusri Palembang serta melakukan simulasi menggunakan bantuan *software*. Pemodelan dan simulasi ini dilakukan dengan tujuan menganalisis aliran daya, hubung singkat serta koordinasi proteksi.

**4. Analisis simulasi**

Setelah mendapatkan hasil dari simulasi yang telah dilakukan, maka dilakukan pemilihan tipikal yang mampu mempresentasikan hasil yang diinginkan dan sesuai dengan kebutuhan analisis. Selanjutnya *setting* rele dilakukan untuk mengkoordinasi sistem proteksi tersebut.

**5. Kesimpulan**

Memberikan kesimpulan mengenai pengaturan koordinasi rele yang digunakan pada tugas akhir ini, serta memberikan saran untuk mengatasi gangguan-gangguan yang mungkin terjadi.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

Pembahasan dalam tugas akhir ini terbagi atas lima bab dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

**BAB 1 : Pendahuluan**

Bab ini meliputi latar belakang permasalahan, tujuan, serta manfaat dari tugas akhir ini, penjabaran mengenai metodologi pengerjaan dan sistematika penulisan.

**BAB 2 : Koordinasi Proteksi Sistem Kelistrikan**

Bab ini menjabarkan mengenai teori-teori dan kajian pustaka yang digunakan dalam penulisan tugas akhir ini.

**BAB 3 : Sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang**

Bab ini menjelaskan mengenai konfigurasi kelistrikan eksisting serta konfigurasi kelistrikan baru akibat penambahan generator dan beban baru pada Pabrik Pusri 2B di PT. Pusri.

**BAB 4 : Simulasi dan analisis koordinasi proteksi pada PT.**

**Pusri Palembang**

Perhitungan dan hasil simulasi yang telah dilakukan akan dibahas dalam bab ini dengan disertai beberapa rekomendasi untuk setelan rele untuk koordinasi proteksi yang lebih baik.

## **BAB 5 : Penutup**

Pada bab ini diberikan kesimpulan dan saran dari studi literatur, hasil simulasi dan analisis yang telah dilakukan.

## **BAB 2**

### **KOORDINASI PROTEKSI SISTEM KELISTRIKAN**

#### **2.1 Dasar Proteksi Sistem Tenaga Listrik**

Dalam suatu sistem kelistrikan industri, pengamanan peralatan dari kerusakan akibat adanya arus gangguan dapat diatasi dengan mengisolir arus gangguan yang terjadi. Hal ini dilakukan dengan cara mengkoordinasikan proteksi tenaga listrik, sehingga didapatkan keandalan dan kontinuitas daya yang stabil[1]. Koordinasi proteksi dapat dilakukan dengan cara melakukan setting pada rele proteksi yang akan menggerakkan pemutus tenaga (*circuit breaker*).

Terdapat dua zona dalam koordinasi proteksi, yaitu zona primer dan zona *backup*. Zona primer adalah sistem pengamanan utama terhadap terjadinya gangguan yang terjadi, maka dari itu zona primer harus mampu mengisolasi gangguan tersebut. Zona primer pada umumnya bekerja dengan waktu operasi satu hingga tiga *cycle*. Zona *backup* adalah zona pengamanan kedua yang akan mengisolasi gangguan apabila zona primer tidak mampu menahan aliran arus gangguan.

#### **2.2 Gangguan Beban Lebih**

Salah satu gangguan yang terjadi adalah gangguan beban lebih. Gangguan beban lebih adalah gangguan akibat arus yang mengalir dalam sistem melebihi arus nominal yang diijinkan ( $I > I_n$ ) dan berlangsung secara kontinu. Arus tersebut dapat merusak peralatan listrik karena melebihi kapasitas peralatan dan pengamanan yang digunakan.

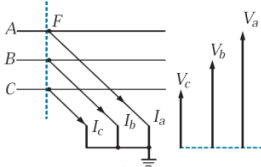
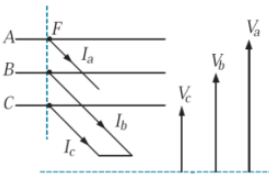
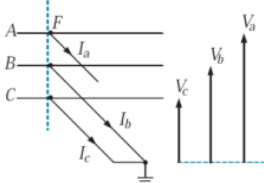
#### **2.3 Gangguan Hubung Singkat**

Gangguan lain yang sering terjadi dalam sistem kelistrikan adalah gangguan hubung singkat. Akibat terjadinya gangguan ini adalah adanya arus lebih pada fasa yang terganggu dan adanya kenaikan tegangan pada fasa yang tidak terganggu.

Gangguan hubung singkat dapat diklasifikasikan menjadi gangguan hubung singkat simetri dan gangguan hubung singkat asimetri. Gangguan hubung singkat simetri adalah gangguan hubung singkat tiga fasa yang meliputi gangguan hubung singkat antar tiga fasa (L-L-L) dan hubung singkat tiga fasa ke tanah (L-L-L-G). Sedangkan gangguan hubung singkat asimetri meliputi gangguan hubung singkat satu fasa ke tanah (L-G), gangguan hubung singkat antar fasa (L-L) dan

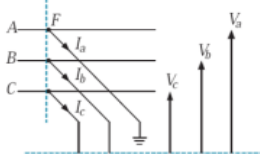
gangguan hubung singkat dua fasa ke tanah (L-L-G). Tabel gangguan hubung singkat dapat dilihat pada tabel 2.1.

**Tabel 2.1** Tabel Gangguan Hubung Singkat

Gangguan Hubung Singkat	RangkaianHubung Singkat	Persamaan
3 fasa ke tanah ( simetri )	 $V_{a0} = 0$ $V_{a2} = 0$ $I_{a0} = 0$ $I_{a2} = 0$	$I_{sc3} = \frac{V_f}{X_1}$
Antar fasa ( asimetri )	 $I_a = 0$ $I_b = -I_c$ $V_b = V_c$	$I_{sc2} = \left  \pm j \frac{\sqrt{3}V_f}{X_1 + X_2} \right $
2 fasa ke tanah ( asimetri )	 $I_a = 0$ $V_b = 0$ $V_c = 0$	$I_{sc2} = \frac{V_f}{X_1 + X_2 X_0 / (X_2 + X_0)}$



Lanjutan **Tabel 2.1** Tabel Gangguan Hubung Singkat

Gangguan Hubung Singkat	RangkaianHubung Singkat	Persamaan
1 fasa ke tanah ( asimetri )	 <p style="text-align: center;"> <math>I_b = 0</math>  <math>I_c = 0</math>  <math>V_a = 0</math> </p>	$I_{sc0} = \frac{3V_f}{X_1 + X_2 + X_0}$

## 2.4 Perhitungan Arus Hubung Singkat

Perhitungan arus hubung singkat dapat dilakukan menggunakan kondisi ketika terjadi hubung singkat tiga fasa (simetri), hubung singkat antar fasa (asimetri) dan hubung singkat satu fasa ke tanah. Berdasarkan teknik perhitungan arus hubung singkat[2], secara umum dapat dilakukan sebagai berikut:

### 2.4.1 Hubung Singkat Tiga Fasa (Simetri)

Hubung singkat tiga fasa terjadi dengan melibatkan ketiga fasanya. Besar nilai arus gangguan hubung singkat tiga fasa ( $I_{SC_3}$ ) dapat dihitung menggunakan persamaan 2.1.

$$I_{SC_3} = \frac{V_{LN}}{X_1} \quad (2.1)$$

Dimana:

- $V_{LN}$  adalah tegangan *line to netral*
- $X_1$  adalah reaktansi urutan positif.

### 2.4.2 Hubung Singkat Antar Fasa (Asimetri)

Hubung singkat antar fasa adalah hubung singkat yang terjadi antara dua fasa tanpa terhubung ke tanah. Besar nilai arus hubung singkat antar fasa ( $I_{SC_2}$ ) dapat dihitung menggunakan persamaan 2.2.

$$I_{SC_2} = \frac{V_{LL}}{X_1 + X_2} = \frac{\sqrt{3}V_{LN}}{2X_1} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{SC_3} \approx 0.866 I_{SC_3} \quad (2.2)$$

Dimana:

- $V_{LL}$  adalah tegangan *line to line*
- $X_2$  adalah reaktansi urutan negatif.

### 2.4.3 Hubung Singkat Satu Fasa ke Tanah

Hubung singkat satu fasa ke tanah melibatkan impedansi urutan nol ( $Z_0$ ) dalam perhitungan arus gangguan yang terjadi. Besar dari arus gangguan tersebut bergantung pada sistem pentanahan yang digunakan. Besar nilai arus hubung singkat satu fasa ke tanah ( $I_{SC0}$ ) dapat dihitung menggunakan persamaan 2.3.

$$I_{SC0} = \frac{3V_{LN}}{X_1 + X_2 + X_0 + 3Z_G} \quad (2.3)$$

### 2.5 Transformator Arus (*Current Transformer*)

Trafo arus atau *Current Transformer* sering disebut dengan CT adalah transformator yang digunakan untuk pengukuran maupun proteksi. Prinsip kerja CT adalah kumparan primer akan menahan aliran arus pada sistem sehingga terbentuk tegangan yang akan menginduksi kumparan sekunder. Pada sistem proteksi, CT berfungsi sebagai *sensing* arus dari rele saat arus yang melewati sistem melebihi arus nominal sistem. CT dapat menjadi transformator ideal apabila sisi sekunder tertutup. Persamaan 2.4 dapat digunakan untuk menghitung jumlah kumparan primer atau sekunder ataupun menentukan jumlah belitan primer atau sekunder.

$$I_p \times N_p = I_s \times N_s \quad (2.4)$$

Dimana:

- $I_p$  dan  $I_s$  adalah arus kumparan primer dan sekunder
- $N_p$  dan  $N_s$  adalah jumlah belitan primer dan sekunder.

### 2.6 Rele Proteksi

Rele proteksi adalah suatu peralatan listrik yang digunakan untuk memberi sinyal alarm untuk memutus bagian sistem tenaga listrik apabila terjadi gangguan atau terjadi ketidaknormalan pada sistem tenaga listrik. Secara umum fungsi rele proteksi adalah membunyikan alarm apabila terjadi ketidaknormalan pada sistem dan mengisolir

bagian sistem yang tidak normal, sehingga sistem lainnya mampu berjalan dengan normal.

Pemilihan rele didasarkan atas beberapa aspek seperti pengaman terbaik, biaya peralatan yang sedikit, pengaman yang handal, mampu beroperasi dengan cepat, desain simpel, memiliki sensitivitas tinggi terhadap gangguan dan tidak sensitif terhadap arus beban normal[3]. Rele yang digunakanpun bermacam-macam bergantung dari kebutuhan industri. Misalnya rele arus lebih dan rele gangguan ke tanah digunakan untuk mengamankan peralatan dari gangguan arus lebih. Sedangkan rele directional mampu mengamankan aliran arus lebih berdasarkan arah arus yang mengalir.

## **2.7 Rele Arus lebih (*Overcurrent Relay*)**

Jenis rele pengaman yang banyak digunakan dalam sistem tenaga listrik adalah rele arus lebih karena mampu mengamankan gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*) pada sistem kelistrikan. Rele arus lebih akan beroperasi ketika arus yang mengalir pada sistem melebihi batas yang diizinkan dengan cara memberikan sinyal kepada pemutus untuk bekerja, berikut adalah kondisi kerja rele[4]:

$I_f > I_p$  : Rele bekerja (*trip*)

$I_f < I_p$  : Rele tidak bekerja (*block*)

Nilai  $I_p$  adalah nilai arus kerja yang dinyatakan terhadap gulungan sekunder transformator arus (CT). Sedangkan  $I_f$  adalah nilai arus gangguan yang dinyatakan terhadap gulungan sekunder.

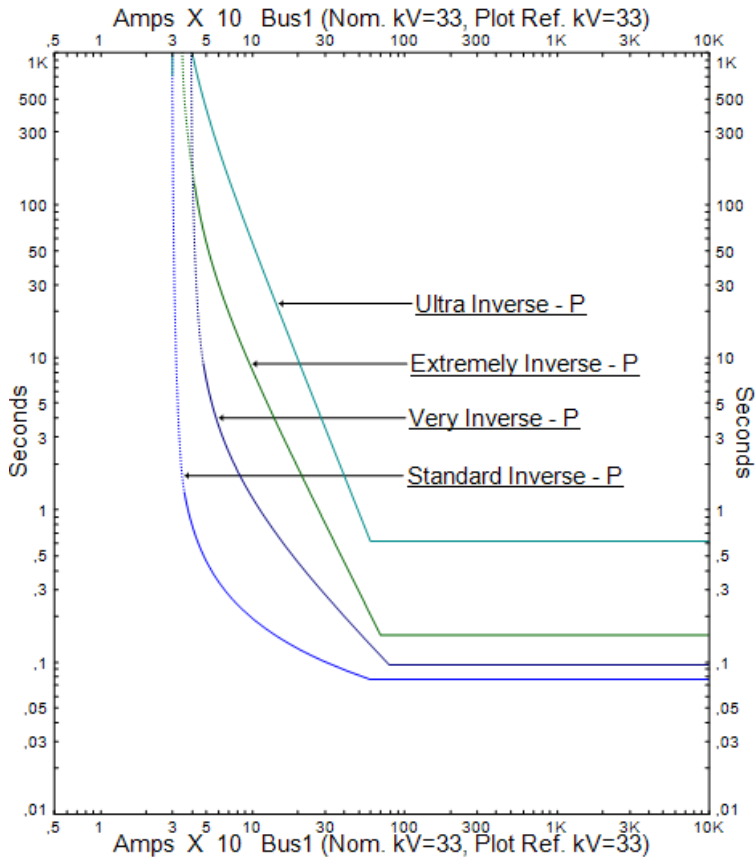
Berdasarkan standar IEEE 242 mengenai koordinasi proteksi *overcurrent relay*, rele analog pada umumnya akan bekerja dengan waktu 0.3-0.4 detik. Sedangkan untuk rele digital berbasis mikroprosesor akan bekerja saat 0.2-0.3 detik. Tujuan adanya standar waktu kerja rele adalah untuk memastikan zona *backup* akan bekerja apabila zona primer gagal bekerja. Tujuan lain adalah untuk menghindari terjadinya *trip* secara serentak. Dalam penggunaannya, rele arus lebih terbagi menjadi rele arus lebih waktu *inverse*, rele arus lebih waktu tertentu, dan rele arus lebih waktu instan.

### **2.7.1 Rele Arus Lebih Waktu *Inverse***

Waktu operasi rele arus lebih waktu *inverse* berbanding terbalik dengan besarnya arus gangguan. Semakin besar arus gangguan yang terjadi maka rele akan semakin cepat bekerja, begitu pula sebaliknya[5].

Prinsip kerja tersebut dapat dijelaskan melalui kurva TCC (*Time Current Characteristic*) dengan menggunakan skala *time dial*.

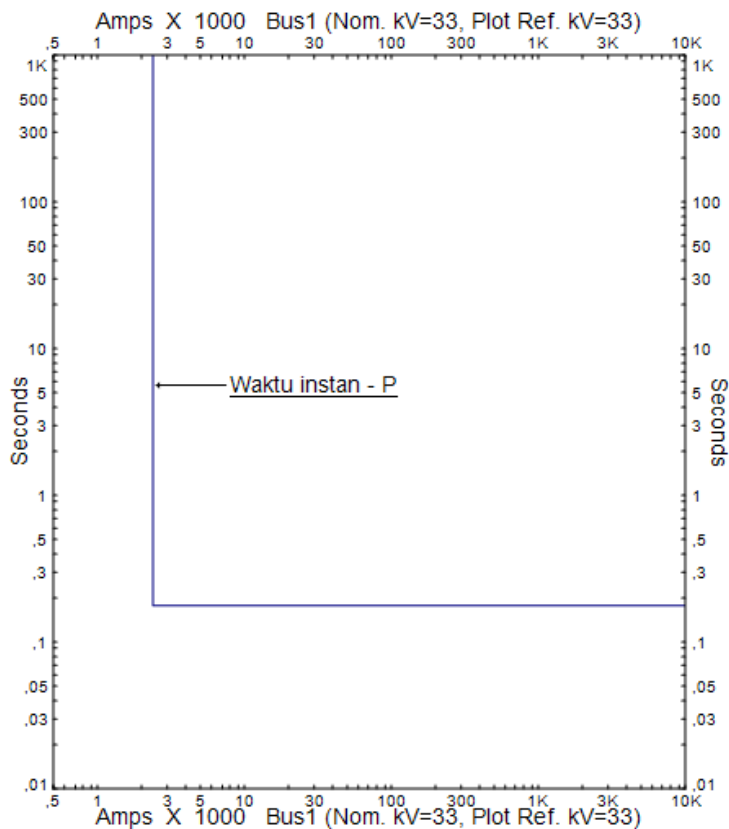
Pada beberapa standar seperti standar IEC 60225 dan IEEE 242 menjelaskan bahwa jenis perlindungan waktu invers dibedakan menggunakan gradien kurva yang berbeda-beda. Kurva-kurva tersebut adalah *extremely inverse*, *very inverse*, *standard inverse*, dan *ultra inverse*. Karakteristik kurva rele arus lebih waktu *inverse* dapat dilihat pada Gambar 2.1.



**Gambar 2.1** Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Invers

### 2.7.2 Rele Arus Lebih Waktu Tertentu

Rele arus lebih waktu tertentu dapat diatur berdasarkan *level* arus yang mengalir. Maka dari itu gangguan terdekat akan langung diputus sesuai dengan *time delay setting* yang telah ditentukan. *Level* arus yang melebihi *pick-up set point* akan diputus dalam waktu bersamaan (*definite*).



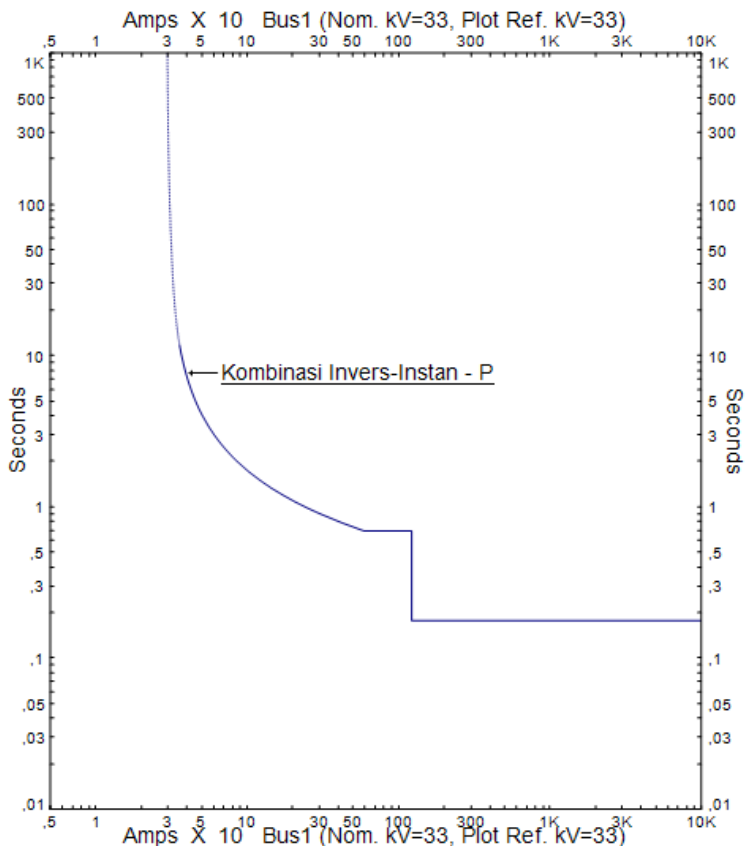
**Gambar 2.2** Karakteristik Rele Arus Lebih Waktu Instan

### 2.7.3 Rele Arus Lebih Waktu Instan

Rele arus lebih waktu instan adalah jenis rele yang bekerja tanpa adanya penundaan waktu ketika arus yang mengalir melebihi nilai yang

telah ditentukan. Waktu tercepat kerja rele tersebut adalah 0.1 detik, namun pada umumnya dapat bekerja kurang dari 0.08detik. Karakteristik kurva rele arus lebih waktu instan dapat dilihat pada Gambar 2.2

Seiring berjalannya waktu, terjadi kombinasi dalam penggunaan rele arus lebih waktu *inverse* dan rele arus lebih waktu instan. Karakteristik kurva kombinasi tersebut dapat dilihat pada Gambar 2.3.



**Gambar 2.3** Kombinasi Rele Arus Lebih Waktu Invers Rele Arus Lebih Waktu Instan

## 2.8 Penyetelan Rele Arus Lebih

Sebelum melakukan penyetelan rele arus lebih, dibutuhkan studi aliran daya terlebih dahulu. Hal ini dikarenakan studi aliran daya merupakan dasar dalam melakukan perencanaan, pengoperasian, penjadwalan yang ekonomis, serta perpindahan daya antar peralatan dalam sistem kelistrikan[6]. Setelah itu dilakukan studi hubung singkat untuk memperoleh besaran nilai arus hubung singkat maksimum dan nilai arus hubung singkat minimum.

Pada rele arus lebih, rele tidak boleh bekerja pada saat beban maksimum, sehingga penyetelan arus harus lebih besar dari arus beban maksimum[1]. Pemilihan *tap* ditentukan oleh besarnya nilai arus *pickup* dengan menggunakan persamaan 2.5.

$$Tap = \frac{I_{set}}{CT_{primary}} \quad (2.5)$$

Dimana:

- $I_{set}$  adalah arus *pickup* dalam satuan Ampere.

### 2.8.1 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu *Inverse*

Dalam penyetelan rele arus lebih waktu *inverse*, untuk menentukan waktu operasi rele dibutuhkan nilai untuk parameter *overcurrent* dan *setting time dial*. Berdasarkan *British Standard BS-142*, penentuan *overcurrent* ditentukan dengan persamaan 2.6

$$1,05 \times FLA < I_{set} < 1,3 \times FLA \quad (2.6)$$

Dimana:

- FLA adalah arus beban penuh pada peralatan

Setiap karakteristik kurva memiliki nilai *time dial* yang berbeda-beda bergantung dari nilai koefisien tiap kurva[7]. Nilai *time dial* dari setiap kurva karakteristik invers rele arus lebih dapat dihitung menggunakan persamaan 2.7. Koefisien invers merupakan salah satu parameter yang berpengaruh dalam pemilihan nilai dari *time dial*, koefisien-koefisien tersebut dapat dilihat pada Tabel 2.2.

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} \left(\frac{T}{\beta}\right) \quad (2.7)$$

Dimana:

- $t_d$  adalah waktu operasi dalam satuan detik

- $T$  adalah *time dial*
- $I$  adalah nilai arus dalam satuan Ampere
- $k$ ,  $\alpha$  dan  $\beta$  adalah koefisien invers

**Tabel 2.2** Tabel Koefisien Rele Kurva *Inverse*

Tipe Kurva	Nilai Koefisien		
	$k$	$\alpha$	$\beta$
<i>Standard Inverse</i>	0,14	0,02	2,97
<i>Long Time Inverse</i>	120	1	13,33
<i>Extremely Inverse</i>	80	2	0,808
<i>Ultra Inverse</i>	315,2	2,5	1

### 2.8.2 Penyetelan Rele Arus Lebih Waktu Instan

Studi hubung singkat diperlukan untuk mendapatkan nilai arus dan tegangan maksimum serta minimum pada titik tertentu dari sistem kelistrikan untuk mengetahui jenis gangguan yang terjadi. Setelah itu nilai tersebut akan digunakan dalam penyetelan rele arus lebih waktu instan[8]. Selain itu nilai dari studi arus hubung singkat tersebut akan digunakan untuk penyetelan nilai *pickup set point*. Persamaan 2.8 dapat digunakan untuk menentukan nilai dari *pickup set point*.

$$1,6 \times FLA \leq I_{set} \leq 0,8 \times I_{sc \min} \quad (2.8)$$

Dimana:

- $FLA$  adalah arus beban penuh pada peralatan
- $I_{sc \min}$  adalah nilai arus hubung singkat minimum

Dari persamaan tersebut, nilai 0,8 merupakan faktor keamanan dari sistem proteksi apabila terjadi gangguan dengan arus hubung singkat lebih kecil dari arus hubung singkat minimum.

Apabila terdapat kondisi khusus dalam suatu *feeder* seperti Gambar 2.4 yaitu terdapat dua daerah: daerah tegangan rendah (LV) dan daerah tegangan tinggi (HV) yang dipisahkan oleh sebuah transformator, maka penyetelan *pickup set point* dapat dilakukan sesuai dengan persamaan 2.9.

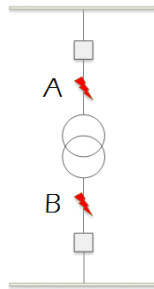
$$I_{sc \max \text{ bus B}} \leq I_{set} \leq 0,8 I_{sc \min \text{ bus A}} \quad (2.9)$$

Dimana:

- $I_{sc \max \text{ bus B}}$  adalah nilai arus hubung singkat maksimum pada titik B



-  $I_{sc \text{ min}}$  bus A adalah nilai arus hubung singkat minimum pada titik A



**Gambar 2.4** Rele Arus Lebih Pengaman Transformator

### 2.8.3. Koordinasi Berdasarkan Arus dan Waktu

Sistem koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan dikatakan baik apabila pengaman yang bekerja berjalan sesuai urutan dengan waktu tertentu. Dengan demikian, tidak akan terjadi tumpang tindih antara rele primer dengan rele *backup*. Rele primer harus bekerja terlebih dahulu sebelum rele *backup* bekerja.

Maka dari itu dibutuhkan adanya *time delay* atau sering disebut juga dengan *grading time*. Berdasarkan standar IEEE 242-2001 didapatkan nilai *time delay* sebagai berikut:

Waktu buka *Circuit Breaker* : 0,06 – 0,1 detik (3-5 cycle)

*Overtravel* rele : 0,1 detik

Faktor keamanan : 0,12 – 0,22 detik

Apabila menggunakan rele digital berbasis *microprocessor*, maka nilai dari *overtravel* rele dapat diabaikan[3].

### 2.9 Rele Gangguan ke Tanah (*Ground Fault Relay*)

Rele gangguan ke tanah bekerja untuk mengamankan gangguan satu fasa ke tanah dan dua fasa ke tanah yang dilengkapi dengan *zero sequence current filter*. Rele tersebut akan membatasi arus gangguan ke tanah dengan menggunakan impedansi rendah. Pertimbangan-pertimbangan seperti adanya arus urutan nol yang akan terisolasi pada transformator belitan delta atau arus urutan nol yang akan mengalir dari sumber gangguan transformator belitan wye perlu diperhitungkan. Maka dari itu rele gangguan ke tanah dapat *disetting* menggunakan persamaan 2.10.

$$5 - 10\% I_{SC\ L-G} \leq I_{set} \leq 50\% I_{SC\ L-G} \quad (2.10)$$

Dimana:

-  $I_{SC\ L-G}$  adalah nilai arus hubung singkat satu fasa ke tanah

## 2.10 Rele Arah (*Directional Relay*)

Rele arah atau directional relay adalah rele pengamanan yang bekerja dengan membandingkan arah arus gangguan dan perbedaan sudut fasa jika terjadi perubahan aliran arus. Arah arus dapat berupa *forward* dan *reverse*. Terdapat dua tipe rele directional yaitu *directional overcurrent relay* atau rele arah arus lebih dan *directional power relay* atau rele arah daya.

### 2.10.1 Rele Arah Arus Lebih (*Directional Overcurrent Relay*)

Pada rele tersebut terdapat dua elemen yaitu elemen arah untuk menentukan arah kerja rele dan elemen kerja untuk mendeteksi besar arus gangguan. Karakteristik dari rele arah arus lebih adalah memiliki dua *setting* arus lebih, yaitu untuk arus yang menuju sumber dan arus yang menuju beban. Dalam penyetelan secara keseluruhan tidak jauh berbeda dengan penyetelan rele arus lebih biasa.

Perbedaan mendasar mengenai rele arus lebih dengan rele arah arus lebih adalah rele arus lebih hanya memiliki satu *setting* pengamanan berdasar arah arus gangguan yang sama, sedangkan rele arah arus lebih dapat mengamankan dengan dua arah arus yang berlawanan. Maka dari itu rele arah arus lebih memiliki dua buah *setting* rele arus lebih.

### 2.10.2 Rele Arah Daya (*Directional Power Relay*)

Pada *directional power relay*, parameter yang digunakan dalam melakukan *setting* pengamanan adalah nilai dari besarnya daya yang diperbolehkan mengalir. Pembatasan daya dapat berupa daya aktif (MW) ataupun daya reaktif (MVAR). Setelah itu ditentukan waktu yang diperbolehkan untuk membatasi besaran daya yang mengalir.

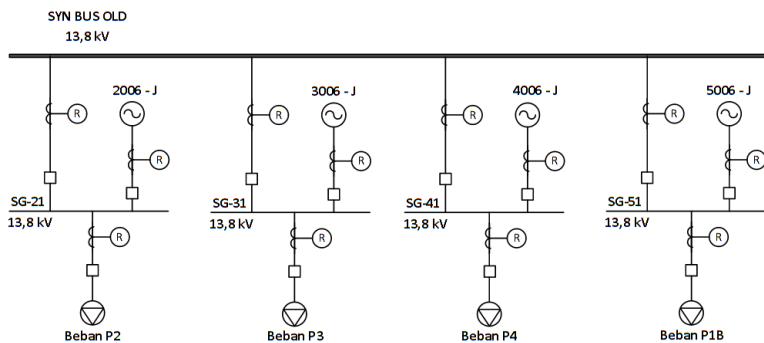
## BAB 3

### SISTEM KELISTRIKAN PT. PUSRI PALEMBANG

#### 3.1 Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang

##### 3.1.1 Sistem Kelistrikan Eksisting PT. Pusri Palembang

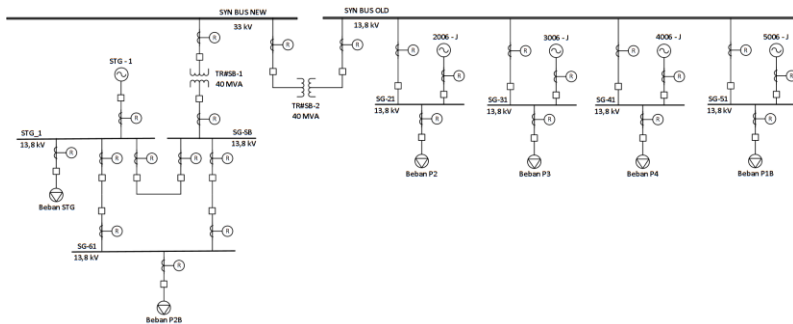
PT. Pusri Palembang merupakan Badan Usaha Milik Negara yang bergerak pada bidang industri pupuk dan kimia. Terdapat tiga unit pembangkit dengan kapasitas rating 15 MW dan satu unit pembangkit dengan kapasitas rating 22,6 MW dalam memenuhi kebutuhan suplai daya ke Pusri 2, Pusri 3, Pusri 4 dan Pusri 1B seperti pada Gambar 3.1.



**Gambar 3.1** Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang Jaringan Lama

Seiring berjalannya waktu, terjadi penambahan beban berupa Pusri P2B dan pembangkit STG-1 dengan kapasitas rating 38 MW. Maka dari itu dibutuhkan penambahan *synchronous bus* dengan kapasitas 33 kV untuk mengintegrasikan jaringan baru dengan jaringan lama. Pembangkit STG-1 diharapkan mampu mensuplai daya pabrik lainnya apabila terjadi gangguan pada salah satu pabrik. Namun terdapat batasan untuk ekspor dari STG-1 menuju jaringan lama begitu juga sebaliknya. Hal ini dikarenakan setiap pembangkit diharuskan mensuplai beban pada pabrik sendiri sebelum membantu mensuplai pada pabrik lainnya. Selain itu terdapat transformator dengan rating 40 MVA yang membatasi ekspor impor daya yang terjadi. Maka dari itu diperlukan *setting* ulang dalam koordinasi proteksi sistem kelistrikan yang lama serta *setting* koordinasi proteksi untuk Pusri P2B dengan

mempertimbangkan ekspor dan impor daya. Sistem kelistrikan tersebut dapat dilihat pada gambar 3.2.



**Gambar 3.2** Sistem Kelistrikan Baru PT. Pusri Palembang

### 3.2 Kapasitas Pembangkitan PT. Pusri Palembang

PT. Pusri Palembang memiliki lima pembangkit yang tersebar pada setiap pabrik untuk memenuhi kebutuhan listrik pada sistem kelistrikannya. Kapasitas rating pembangkit dan pembebanan awal masing-masing pembangkit tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.1. Didapatkan nilai total pembebanan awal pembangkit adalah sebesar 73,7 MW.

**Tabel 3.1** Data Kapasitas Pembangkit di PT. Pusri Palembang

No	ID	Lokasi	Tegangan (KV)	Kapasitas (MW)	Pembangkitan Awal (MW)
1	STG-1	Pusri 2B	13,8	38	26,7
2	2006-J	Pusri 2	13,8	15	11
3	3006-J	Pusri 3	13,8	15	11
4	4006-J	Pusri 4	13,8	15	11
5	5006-J	Pusri 1B	13,8	22,6	14

### 3.3 Sistem Distribusi di PT. Pusri Palembang

Sistem distribusi kelistrikan di PT. Pusri adalah dengan menggunakan sistem distribusi radial pada setiap pabriknya dan menggunakan *synchronous bus* untuk menghubungkan jaringan kelistrikan lama dan jaringan kelistrikan baru. Terdapat beberapa level tegangan pada sistem distribusi PT. Pusri Palembang yaitu 33 kV pada *synchronous bus* dan tegangan sebesar 13,8 kV dan 2,4 kV pada sisi tegangan menengah. Sedangkan pada sisi tegangan rendah berupa 0,4 kV. Level tegangan tersebut dapat dilihat pada Tabel 3.2.

**Tabel 3.2** Data Bus Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang

No	Lokasi	ID Bus	Tegangan Bus
1	<i>Synchronous bus</i>	Syn Bus New	33 kV
2		Syn Bus Old	13,8 kV
3	Pusri P2B	Bus 7	2,4 kV
4		Bus 6	13,8 kV
5		Bus 5	13,8 kV
6		61-A	13,8 kV
7		SG-61	13,8 kV
8		STG_1	13,8 kV
9	Pusri 2	Bus 8	2,4 kV
10		MCC#UOP1	2,4 kV
11		Inc TRUOP1	13,8 kV
12		SG-21	13,8 kV

Dibutuhkan transformator penurun tegangan (*step down*) dalam menunjang sistem distribusi tersebut sebelum masuk ke beban. Data

transformator yang digunakan pada PT. Pusri Palembang ditunjukkan pada Tabel 3.3.

**Tabel 3.3** Data Transformator Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang

No	ID	MVA	kV	%Z	Hubungan
1	TR-61A	4	13,8/2,4	5,5	Delta - Wye
2	TRUOP1	2,5	13,8/2,4	6	Delta - Wye

Selain transformator penurun tegangan (*step down*), terdapat juga transformator penghubung atau yang disebut dengan *tie transformer*. *Tie transformer* tersebut akan menghubungkan jaringan kelistrikan baru dengan jaringan kelistrikan lama. Data dari transformator penghubung ditunjukkan pada tabel 3.4.

**Tabel 3.4** Data *Tie Transformer* Pada Sistem Kelistrikan di PT. Pusri Palembang

No	ID	MVA	kV	%Z	Hubungan
1	TR#SB-2	40	33/13,8	12,5	Wye - Delta

### 3.4 Data Beban di PT. Pusri Palembang

Terdapat dua macam beban pada PT. Pusri Palembang yaitu beban motor dan *lump load*. Pada beban lump, tipe pembagian beban adalah 80% *constant* kVA dan 20% *constant* Z. Total pembebanan awal pada PT. Pusri Palembang adalah sebesar 73,37 MW dengan total beban sebesar 35,06 MW di pabrik baru dan 38,30 MW di pabrik lama. Kapasitas pembebanan pada lima *powerplant* PT. Pusri yaitu Pusri 1B, Pusri 2, Pusri 2B, Pusri 3 dan Pusri 4 dapat dilihat pada Tabel 3.5. Sedangkan pada tabel 3.6 menunjukkan data beban lump dan motor di PT. Pusri Palembang.

**Tabel 3.5** Data Beban Eksisting di PT. Pusri Palembang

No	Beban	Tegangan (KV)	Total pembebanan (MW)
1	Pusri STG	13,8	14,65
2	Pusri 2B	13,8	20,41
3	Pusri 2	13,8	9,31
4	Pusri 3	13,8	10,25
5	Pusri 4	13,8	8,38
6	Pusri 1B	13,8	10,35

**Tabel 3.6** Data Beban *Lump* dan Motor di PT. Pusri Palembang

No	ID	Rating	KVA	kV	FLA	RPM
1	<i>Lump7</i>	1,02 MW	1200	2,4	188,7	-
2	U-GA-102B	0,75 MW	868	2,3	217,8	1500

### 3.5 Sistem Proteksi PT. Pusri Palembang

Dalam suatu sistem kelistrikan, dibutuhkan sistem proteksi untuk menjaga kontinuitas suplai daya agar produksi tetap berjalan dengan baik dan handal. Sistem proteksi tersebut harus bekerja secara cepat dan efektif dalam mengamankan daerah gangguan. Jenis peralatan pengaman yang digunakan pada PT. Pusri Palembang adalah rele 50 untuk mengamankan gangguan akibat arus urutan nol, rele 51 untuk mengamankan gangguan akibat arus lebih, rele 87 untuk rele diferensial dan rele 67 untuk rele *directional*.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---



## **BAB 4**

### **SIMULASI DAN ANALISIS KOORDINASI PROTEKSI PT. PUSRI PALEMBANG**

#### **4.1 Pemodelan Sistem Kelistrikan PT. Pusri Palembang**

Pada bab ini akan dibahas mengenai simulasi dan analisis koordinasi proteksi pada sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang. Pemodelan sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang dilakukan dengan menggambarkan *single line diagram* menggunakan bantuan *software* dengan memperhatikan data-data peralatan seperti data generator, data motor, data transformator, data kabel dan data bus.

Setelah melakukan pemodelan pada sistem kelistrikan, dilakukan analisis aliran daya untuk memasitikan kondisi sistem dalam keadaan stabil. Dari simulasi aliran daya akan didapatkan nilai tegangan bus, faktor daya, pembebanan transformator, serta rugi-rugi daya listrik. Langkah selanjutnya adalah analisis hubung singkat untuk mengetahui nilai arus saat terjadi gangguan. Hal ini dilakukan untuk melakukan koordinasi proteksi. Sistem kelistrikan pada PT. Pusri Palembang dapat dilihat pada Gambar 4.1.

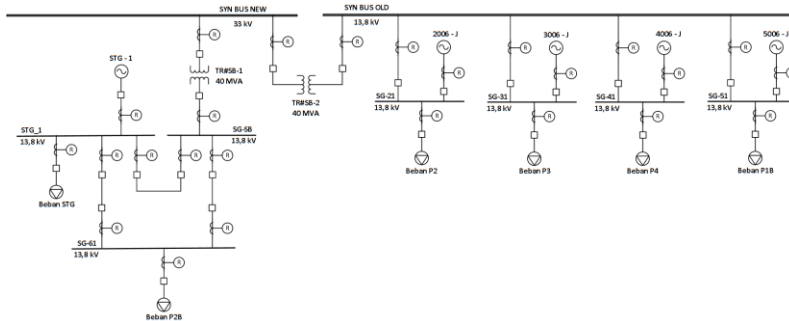
#### **4.2 Pemilihan Tipikal Koordinasi Proteksi Pada PT. Pusri Palembang**

Pemilihan tipikal pada PT. Pusri Palembang dilakukan untuk melakukan koordinasi proteksi. Tipikal yang digunakan diharuskan mampu mewakili keseluruhan sistem kelistrikan baik dalam jaringan baru maupun jaringan lama. Dengan demikian tipikal-tipikal tersebut dapat menjadi acuan dalam melakukan *setting* proteksi pada PT. Pusri Palembang.

Pada studi koordinasi pengaman PT. Pusri Palembang dipilih delapan tipikal untuk koordinasi rele gangguan fasa dan rele gangguan ke tanah yang mampu mewakili keseluruhan sistem kelistrikan. Tipikal-tipikal tersebut yaitu:

1. Tipikal 1 : Koordinasi rele pengaman dari beban *lump* 7 hingga generator STG-1.
2. Tipikal 2 : Koordinasi rele pengaman dari motor U-GA-102B hingga generator 2006-J dan dilanjutkan menuju Relay D.
3. Tipikal 3 : Koordinasi rele pengaman trafo TR#SB-2 yang menghubungkan *syn bus new* dengan *syn bus old*.

4. Tipikal 4 : Koordinasi pengaman dengan *directional power relay* pada bus yang menghubungkan *syn bus new* dengan *syn bus old*.



**Gambar 4. 1** Tipikal Kordinasi Pengaman PT. Pusri Palembang

### 4.3 Analisis Arus Gangguan Hubung Singkat

Analisis arus gangguan hubung singkat dilakukan untuk mengetahui besar nilai arus yang mengalir ketika terjadi hubung singkat di titik-titik gangguan pada tipikal yang telah dipilih. Terdapat dua parameter untuk arus hubung singkat yang akan digunakan dalam perhitungan setting rele pengaman arus lebih, yaitu arus hubung singkat maksimum dan arus hubung singkat minimum. Arus hubung singkat maksimum adalah arus gangguan yang terjadi ketika adanya hubung singkat tiga fasa pada 4 *cycle*. Sedangkan arus hubung singkat minimum adalah arus gangguan yang terjadi ketika adanya hubung singkat dua fasa atau antar fasa pada 30 *cycle*.

#### 4.3.1 Analisis Arus Hubung Singkat Maksimum

Arus hubung singkat maksimum adalah arus gangguan yang terjadi ketika adanya hubung singkat tiga fasa pada 4. Digunakan arus hubung singkat tiga fasa 4 *cycle* karena rele arus lebih bekerja pada 3-5 *cycle*. Saat menggunakan kondisi 4 *cycle* maka akan digunakan time delay berkisar antara 0,08-0,5. Data hasil simulasi arus gangguan hubung singkat maksimum ditunjukkan dalam Tabel 4.1.

**Tabel 4.1** Data Arus Hubung Singkat Maksimum

No	ID Bus	Tegangan	Arus hubung singkat maksimum ( tiga fasa - 4 cycle)
1	Bus 7	2,4 kV	14,56 kA
2	Bus 6	13,8 kV	15,08 kA
3	61-A	13,8 kV	15,08 kA
4	Bus 5	13,8 kV	14,98 kA
5	SG-61	13,8 kV	5,42 kA
6	STG_1	13,8 kV	8,9 kA
7	Bus 8	2,4 kV	9,09 kA
8	MCC#UOP1	2,4 kV	8,96 kA
9	Inc TRUOP1	13,8 kV	14,71 kA
10	SG-21 (Relay 18)	13,8 kV	7,09 kA
11	SG-21 (Relay D)	13,8 kV	6,4 kA
12	SYN BUS NEW ( Rele E2)	33 kV	1,65 kA
13	SYN BUS NEW ( Rele E2 reverse)	33 kV	3,01 kA
14	SYN BUS OLD ( Rele E1)	13,8 kV	3,94 kA
15	SYN BUS OLD ( Rele E1 reverse)	13,8 kV	7,2 kA

#### 4.3.2 Analisis Arus Hubung Singkat Minimum

Arus hubung singkat minimum adalah arus gangguan yang terjadi ketika adanya hubung singkat dua fasa atau antar fasa pada 30 *cycle*. Nilai dari arus hubung singkat minimum akan digunakan sebagai batasan nilai *pickup* kurva waktu instan. Maka dari itu saat gangguan hubung singkat minimum terjadi, rele akan bekerja sesuai dengan time delay yang telah ditentukan. Data hasil simulasi arus gangguan hubung singkat minimum ditunjukkan dalam Tabel 4.2.

**Tabel 4.2** Data Arus Hubung Singkat Minimum

No	ID Bus	Tegangan	Arus hubung singkat minimum ( antar fasa - 30 cycle)
1	Bus 7	2,4 kV	12,31 kA
2	Bus 6	13,8 kV	11,39 kA
3	61-A	13,8 kV	11,39 kA
4	Bus 5	13,8 kV	11,39 kA
5	SG-61	13,8 kV	4,78 kA
6	STG_1	13,8 kV	8,94 kA
7	Bus 8	2,4 kV	7,43 kA
8	MCC#UOP1	2,4 kV	7,43 kA
9	Inc TRUOP1	13,8 kV	8,98 kA
10	SG-21 (Relay 18)	13,8 kV	3,99 kA
11	SG-21 (Relay D)	13,8 kV	5,01 kA
12	SYN BUS NEW ( Rele E2)	33 kV	1,53 kA

Lanjutan **Tabel 4.2** Data Arus Hubung Singkat Minimum

No	ID Bus	Tegangan	Arus hubung singkat minimum ( antar fasa - 30 cycle)
13	SYN BUS NEW ( Rele E2 reverse)	33 kV	2,26 kA
14	SYN BUS OLD ( Rele E1)	13,8 kV	3,17 kA
15	SYN BUS OLD ( Rele E1 reverse)	13,8 kV	6,22 kA

#### 4.4 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa

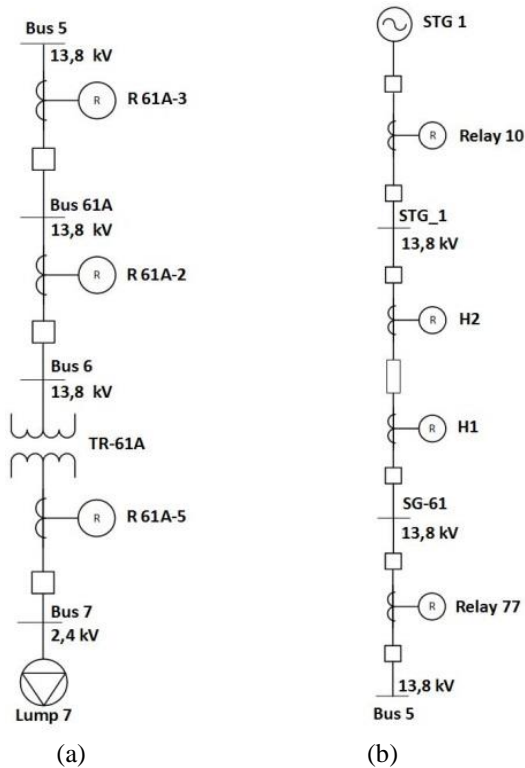
Koordinasi rele arus lebih gangguan fasa digunakan dalam mengamankan sistem akibat adanya gangguan beban lebih (*overload*) dan gangguan hubung singkat (*short circuit*). Rele arus tersebut harus dapat bekerja secara efektif dan selektif dalam mengisolasi gangguan, sehingga tidak terjadi *overlap* antar rele.

Beberapa parameter yang dibutuhkan dalam melakukan *setting* rele arus lebih adalah *pick up lowset*, *time dial*, *pick up highset* dan *time delay*. Pada standar IEEE 242 disebutkan bahwa nilai *grading time* untuk rele digital adalah 0,2-0,3 detik. Maka dari itu, dalam tugas akhir ini akan digunakan *grading time* sebesar 0,2 detik. Setelah dilakukan pengisian terhadap parameter-parameter yang diperlukan, maka dapat dilakukan plot *Time Characteristic Current Curve* dengan menggunakan bantuan *software*.

##### 4.4.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 1

Koordinasi tipikal 1 merupakan koordinasi rele pengaman dari beban *lump7* hingga generator STG-1. Untuk memudahkan analisa maka tipikal 1 dibagi menjadi tipikal 1A dan tipikal 1B. Koordinasi tipikal 1 ditunjukkan pada gambar 4.2.

Terdapat tiga rele dalam koordinasi tipikal 1A yaitu yaitu rele R 61A-5, R 61A-2, dan R 61A-3. Sedangkan dalam koordinasi tipikal 1B terdapat empat rele yaitu Relay77, H1, H2, dan Relay10. Kondisi eksisting pada koordinasi tipikal 1A dapat dilihat pada Gambar 4.3 dan pada koordinasi tipikal 1B dapat dilihat pada Gambar 4.5.

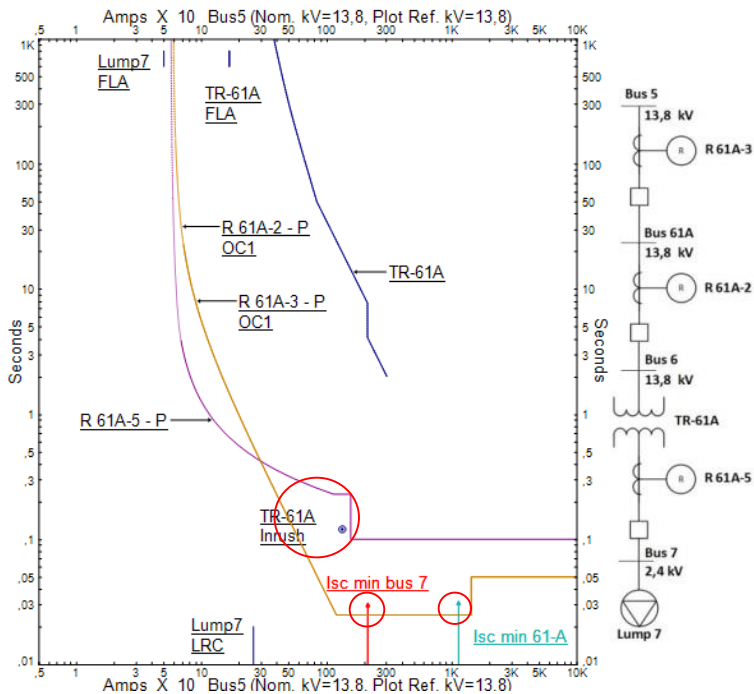


**Gambar 4.2** (a) Tipikal 1A dan (b) Tipikal 1B

Berdasarkan Gambar 4.3 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 1A. Hal tersebut ditunjukkan dengan pemberian lingkaran merah. Koordinasi pengaman tipikal tersebut tersebut kurang tepat dikarenakan beberapa hal seperti:

1. Apabila terjadi gangguan pada bus 7, rele yang bekerja adalah rele R 61A-2 dan R 61A-3 dengan waktu 0,02 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Dalam kondisi tersebut, maka rele yang harus bekerja adalah rele R 61A-5 dengan waktu 0,1 detik. Selain itu, rele R 61A-2 harus bekerja dengan waktu 0,1 detik dan rele R 61A-3 harus bekerja dengan waktu 0,3 detik.
2. Rele R 61A-2 akan memerintahkan CB 61 A-2 untuk trip ketika transformator TR-61A *starting*.

3. *Pick-up overcurrent* rele R 61A-2 tidak sesuai standar yaitu antara 1,05 FLA peralatan hingga 1,3 FLA peralatan (BS 142-1983 Standard). Ketika ada gangguan, *overcurrent* rele R 61A-2 tidak mampu mengamankan peralatan. Maka dari itu disarankan penggantian *Current Transformer* (CT) dengan mempertimbangkan FLA peralatan. Pada rele R 61A-2 yang pada awalnya CT bernilai 1500/5 akan diubah menjadi 600/5.
4. *Pick-up overcurrent* rele R 61A-3 tidak sesuai standar yaitu antara 1,05 FLA peralatan hingga 1,3 FLA peralatan (BS 142-1983 Standard). Maka dari itu apabila terjadi gangguan, *overcurrent* rele R 61A-3 tidak mampu mengamankan peralatan. Disarankan dilakukan penggantian *Current Transformer* (CT) namun tetap mempertimbangkan FLA peralatan, sehingga pada rele R 61A-3 yang mulanya CT bernilai 1500/5 akan diubah menjadi 600/5.



**Gambar 4.3** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1A

Maka dari itu perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara melakukan perhitungan manual. Perhitungan parameter-parameter tipikal 1A dijabarkan sebagai berikut:

**Rele Feeder Bus 7 (Rele R 61A-5)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 1000
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA total	: 288,7 A
<i>CT Ratio</i>	: 600 / 5
Isc min	: 12,31 kA (2,4 kV)
Isc max	: 14,56 kA (2,4 kV)

**Time Overcurrent Pickup**

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\
 1,05 \times 288,7 &< \text{Iset} < 1,3 \times 288,7 \\
 303,13 &< \text{Iset} < 375,31 \\
 \frac{303,13}{600} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{375,31}{600} \text{ In} \\
 0,50 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,62 \text{ In}
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,3 – 2,4 x CT sekunder dengan step 0,05 In sehingga dipilih tap = 0,6 In dengan Iset = 360 A

**Time dial**

Waktu operasi dipilih (t) = 0,24 detik

$$\begin{aligned}
 t_d(I) &= \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \\
 0,24 &= \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97} \\
 T &= \frac{0,24 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}
 \end{aligned}$$



$$T = \frac{0,24 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{14560}{0,6 \times 600} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 0,4$$

memiliki tap dengan range : 0,1 - 12,5 dengan step 0,1  
sehingga dipilih *time dial* 0,4

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 288,7 < I_{\gg} < 0,8 \times 12310$$

$$461,92 < I_{\gg} < 9848$$

$$\frac{461,92}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{9848}{600} \text{ In}$$

$$0,77 \text{ In} < \text{Tap} < 16,41 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 1 - 24 xCT sekunder dengan step 0,1 In  
sehingga dipilih tap = 15 In  
dengan Iset = 9000 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik

#### Relé Feeder Bus 6 (Relé R 61A-2)

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 20
<i>Curve Type</i>	: IEC - Standard Inverse
FLA total	: 167,3 A
CT Ratio	: 600 / 5
Isc min Bus 6	: 11,39 kA (13,8 kV)
Isc max Bus 6	: 15,08 kA (13,8 kV)
Isc max Bus 7	: 12,31 kA (2,4 kV)
Konversi ke High Voltage	: $\frac{2,4}{13,8} \times 12,31 \text{ kA} = 2,14 \text{ kA}$

#### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 167,3 < \text{Iset} < 1,3 \times 167,3$$

$$175,66 < \text{Iset} < 217,49$$

$$\frac{175,66}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{217,49}{600} \text{ In}$$

$$0,29 \text{ In} < \text{Tap} < 0,36 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,1 – 2,4 x CT sekunder dengan step 0,1  
sehingga dipilih tap = 0,3 In  
dengan Iset = 180 A

#### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,18 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,18 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,18 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,18 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{15080}{0,3 \times 600}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,36$$

memiliki tap dengan range : 0,1 - 12,5 dengan step 0,01  
sehingga dipilih *time dial* 0,36

#### Instantaneous Pickup

$$I_{sc} \text{ max Bus 7} \times \frac{\text{kV sekunder}}{\text{kV primer}} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$12310 \times \frac{2,4}{13,8} < I_{\gg} < 0,8 \times 11390$$

$$2140,8 < I_{\gg} < 9112$$

$$\frac{2140,8}{600} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{9112}{600} \text{ In}$$

$$3,56 \text{ In} < \text{Tap} < 15,18 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,1-24 x CT sekunder dengan step 0,1 In  
sehingga dipilih tap = 4,8 In  
dengan Iset = 2880 A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik karena memenuhi syarat nilai nilai Isc max Bus 7 lebih kecil daripada Isc min Bus 6.

### **Relé Feeder Bus 61-A (Relé R 61A-3)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 20
<i>Curve Type</i>	: IEC - Standard Inverse
FLA total	: 167,3 A
CT Ratio	: 600 / 5
Isc min	: 11,39 kA (13,8 kV)
Isc max	: 15,08 kA (13,8 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\1,05 \times 167,3 &< \text{Iset} < 1,3 \times 167,3 \\175,66 &< \text{Iset} < 217,49 \\ \frac{175,66}{600} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{217,49}{600} \text{ In} \\0,29 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,36 \text{ In}\end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,1 – 2,4 x CT sekunder dengan step 0,1 sehingga dipilih tap = 0,3 In dengan Iset = 180 A

### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,3 detik

$$\begin{aligned}t_d(I) &= \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \\0,3 &= \frac{0,14}{\left(\frac{\text{Isc Max}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97} \\T &= \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{\text{Isc Max}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14} \\T &= \frac{0,3 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{15080}{0,3 \times 600}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}\end{aligned}$$

$$T = 0,59$$

memiliki tap dengan range : 0,1 - 12,5 dengan step 0,01 sehingga dipilih *time dial* 0,59

#### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} 1,6 \times \text{FLA Beban} &< I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}} \\ 1,6 \times 167,3 &< I_{\gg} < 0,8 \times 11390 \\ 267,68 &< I_{\gg} < 9112 \\ \frac{267,68}{600} I_n &< \text{Tap} < \frac{9112}{600} I_n \\ 0,44 I_n &< \text{Tap} < 15,18 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,1-24 xCT sekunder dengan step 0,1 *In* sehingga dipilih tap = 5,2 *In*  
dengan *Iset* = 3120 A

#### Time delay

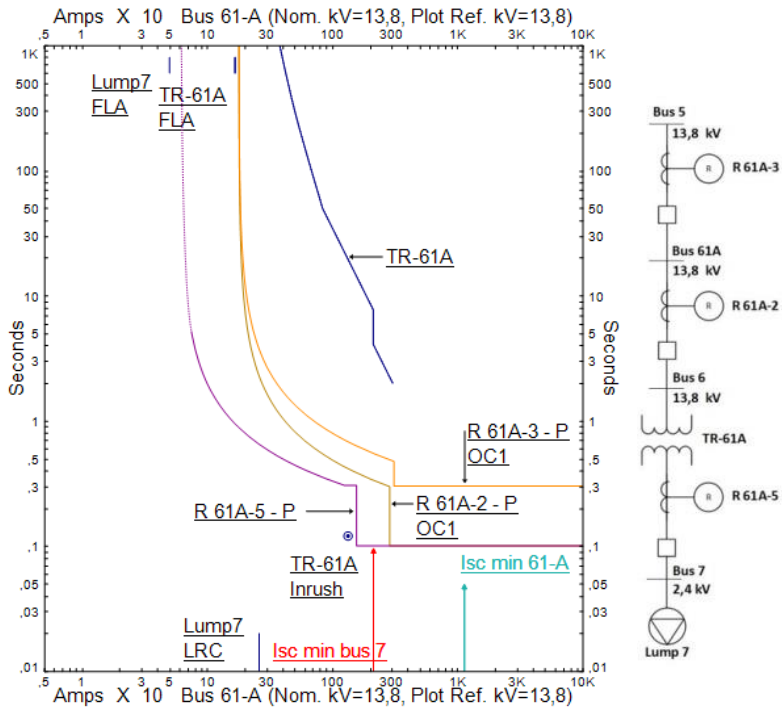
dipilih *time delay* = 0,3 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 1A pada Gambar 4.4 dengan kesimpulan sebagai berikut:

1. Ketika terjadi gangguan pada bus 7, rele R 61A-5 akan bekerja dengan waktu 0,1 detik. Sedangkan rele R 61A-2 dan rele R 61A-3 akan menjadi *backup* dari rele R 61A-5.
2. Rele R 61A-2 tidak akan memerintahkan *circuit breaker* untuk bekerja saat transformator TR-61A melakukan *starting*.
3. Ketika terjadi gangguan pada bus 61-A maka rele R 61A-3 akan bekerja dengan waktu 0,3 detik. Hal ini sesuai dengan standar IEEE 242.

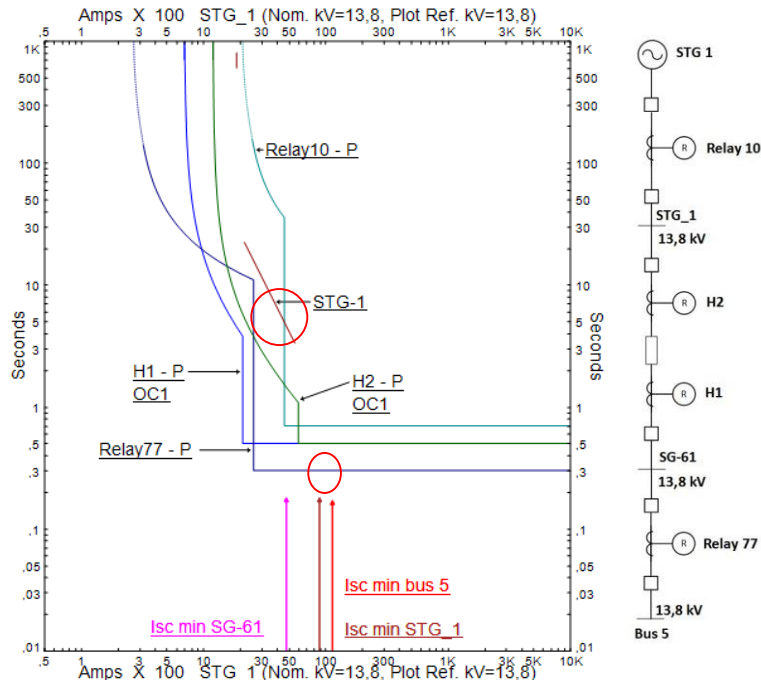
Sedangkan untuk tipikal 1B ditunjukkan pada Gambar 4.5 dan diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 1B. Kesalahan koordinasi pada tipikal 1B ditunjukkan dengan pemberian lingkaran merah pada Gambar 4.5. *Setting* koordinasi pada tipikal 1B kurang tepat dikarenakan hal-hal sebagai berikut:

1. Ketika terjadi gangguan pada bus 5, rele yang bekerja adalah Relay 77 dengan waktu 0,3 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Dalam kondisi tersebut, maka rele tersebut harus bekerja dengan waktu 0,5 detik.



**Gambar 4.4** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1A

2. Ketika terjadi gangguan pada bus SG-61, rele yang bekerja adalah Relay 77 dengan waktu 0,3 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Dalam kondisi tersebut, maka rele yang harus bekerja adalah rele H1 dan H2 dengan waktu 0,7 detik.
3. *Pick-up overcurrent* Relay 77 tidak sesuai standar yaitu antara 1,05 FLA peralatan hingga 1,3 FLA peralatan (BS 142-1983 Standard). Hal ini mengakibatkan ketika ada gangguan, *overcurrent* Relay 77 tidak mampu mengamankan peralatan. Maka dari itu disarankan penggantian *Current Transformer* (CT) dengan mempertimbangkan FLA peralatan. Pada Relay 77 yang pada awalnya CT bernilai 1500/5 akan diubah menjadi 600/5.
4. Relay 10 akan memerintahkan *circuit breaker* untuk bekerja pada saat generator beroperasi.



**Gambar 4.5** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1B

Perbaikan koordinasi proteksi dilakukan untuk memperbaiki kesalahan-kesalahan yang ada dengan cara melakukan perhitungan manual. Penjabaran parameter-parameter koordinasi pengaman untuk tipikal 1B adalah sebagai berikut:

#### **Rele Feeder Bus 5 (Relay77)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 2000
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
<i>FLA total</i>	: 167,3 A + 125,5 A = 292,8 A
<i>CT Ratio</i>	: 600 / 5
<i>Isc min</i>	: 11,39 kA (13,8 kV)
<i>Isc max</i>	: 14,98 kA (13,8 kV)

### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 292,8 < I_{set} < 1,3 \times 292,8$$

$$307,44 < I_{set} < 380,64$$

$$\frac{303,13}{600} In < \text{Tap} < \frac{375,31}{600} In$$

$$0,51 In < \text{Tap} < 0,63 In$$

memiliki tap dengan range : 0,3 – 2,4 x CT sekunder dengan step 0,05 In

sehingga dipilih tap = 0,6 In

dengan Iset = 360 A

### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,49 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$
$$0,49 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$
$$T = \frac{0,49 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = \frac{0,49 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{14980}{0,6 \times 600}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = 0,8$$

memiliki tap dengan range : 0,1 - 12,5 dengan step 0,1

sehingga dipilih time dial 0,8

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 292,8 < I_{\gg} < 0,8 \times 11390$$

$$468,48 < I_{\gg} < 9112$$

$$\frac{468,48}{600} In < \text{Tap} < \frac{9112}{600} In$$

$$0,78 In < \text{Tap} < 15,18 In$$

memiliki tap dengan range : 0,3 - 24 xCT sekunder dengan step 0,1 In  
 sehingga dipilih tap = 4,3 In  
 dengan Iset = 2580 A

#### Time delay

dipilih time delay = 0,5 detik

#### **Rele Feeder Bus SG-61 (Rele H1)**

<i>Manufacturer</i>	: Eaton
<i>Model</i>	: EDR-5000
<i>Curve Type</i>	: IEC Normal Inverse
FLA total	: 1870 A
CT Ratio	: 2000 / 5
Isc min	: 4,78 kA (13,8 kV)
Isc max	: 5,42 kA (13,8 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\
 1,05 \times 1870 &< \text{Iset} < 1,3 \times 1870 \\
 1963,5 &< \text{Iset} < 2431 \\
 \frac{1963,5}{2000} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{2431}{2000} \text{ In} \\
 0,98 \text{ In} &< \text{Tap} < 1,21 \text{ In}
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 4 x CT sekunder dengan step 0,01 In  
 sehingga dipilih tap = 1,03 In  
 dengan Iset = 2060 A

#### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,73 detik

$$\begin{aligned}
 t_d(I) &= \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \\
 0,73 &= \frac{0,14}{\left(\frac{Isc \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97} \\
 T &= \frac{0,73 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{Isc \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}
 \end{aligned}$$



$$T = \frac{0,73 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{5420}{1,03 \times 2000} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 0,3$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 2 dengan step 0,01  
sehingga dipilih *time dial* 0,3

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 1870 < I_{\gg} < 0,8 \times 4780$$

$$2992 < I_{\gg} < 3824$$

$$\frac{468,48}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{3824}{2000} \text{ In}$$

$$1,49 \text{ In} < \text{Tap} < 1,91 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 40 xCT sekunder dengan step 0,01 In  
sehingga dipilih tap = 1,53 In  
dengan Iset = 3060 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,7 detik

#### Relé Feeder Bus SG-61 (Relé H2)

Perhitungan Relé Feeder Bus SG-61 (Relé H2) sama seperti Relé Feeder Bus SG-61 (Relé H1).

#### Relé Feeder Bus STG 1 (Relay10)

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 2000
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA total	: 1575 A
CT Ratio	: 2000 / 5
Isc min	: 8,04 kA (13,8 kV)
Isc max	: 8,9 kA (13,8 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 1575 < \text{Iset} < 1,3 \times 1575$$

$$1653,75 < \text{Iset} < 2047,5$$

$$\frac{1653,75}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{2047,5}{2000} I_n$$

$$0,82 I_n < \text{Tap} < 1,02 I_n$$

memiliki tap dengan range : 0,3 – 4 x CT sekunder dengan step 0,05  $I_n$   
 sehingga dipilih tap = 0,85  $I_n$   
 dengan Iset = 1700 A

#### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,71 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,71 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,71 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,71 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{8900}{0,85 \times 2000}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,5$$

memiliki tap dengan range : 0,1 - 12,5 dengan step 0,1  
 sehingga dipilih *time dial* 0,5

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 1575 < I_{\gg} < 0,8 \times 8040$$

$$2520 < I_{\gg} < 6432$$

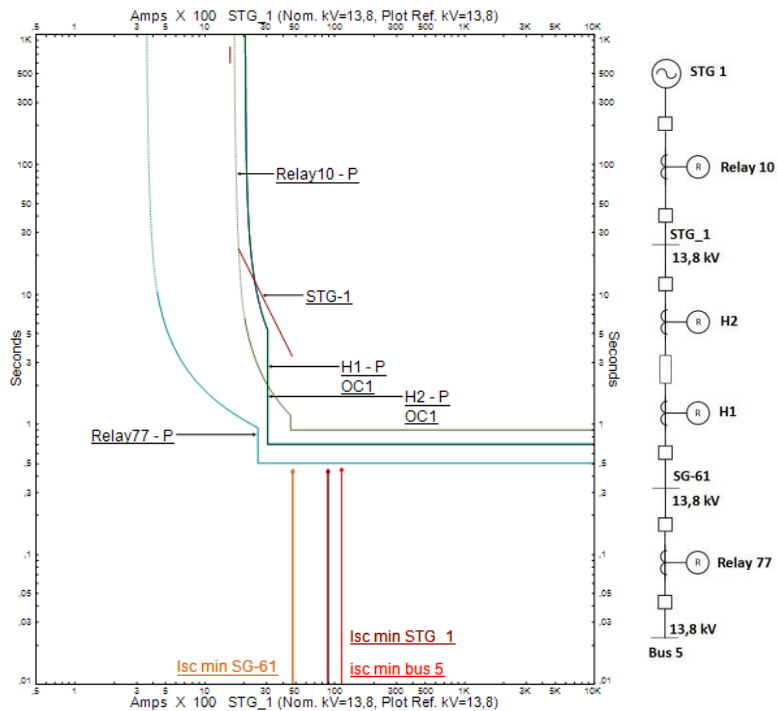
$$\frac{2520}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{6432}{2000} I_n$$

$$1,26 I_n < \text{Tap} < 3,21 I_n$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 40 xCT sekunder dengan step 0,01  $I_n$   
 sehingga dipilih tap = 2,3  $I_n$   
 dengan Iset = 4600 A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,9 detik



**Gambar 4.6** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1B

Dari perhitungan parameter-parameter untuk koordinasi pengaman tipikal 1B maka didapatkan kurva pengaman seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.6. Maka dari itu dapat ditarik kesimpulan bahwa:

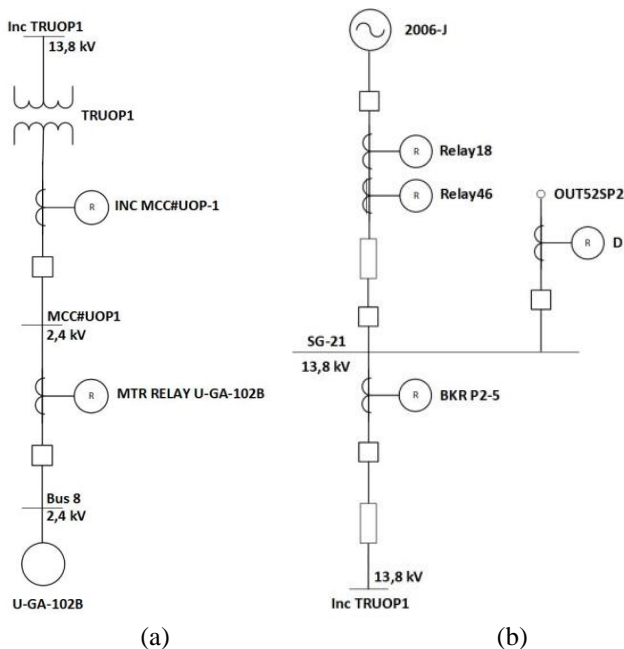
1. Ketika terjadi gangguan pada bus 7, rele R 61A-5 akan bekerja dengan waktu 0,1 detik. Sedangkan rele R 61A-2 dan rele R 61A-3 akan menjadi *backup* dari rele R 61A-5.
2. Rele R 61A-2 tidak akan memerintahkan *circuit breaker* untuk bekerja saat transformator TR-61A melakukan *starting*.

3. Ketika terjadi gangguan pada bus 61-A maka rele R 61A-3 akan bekerja dengan waktu 0,3 detik. Hal ini sesuai dengan standar IEEE 242.

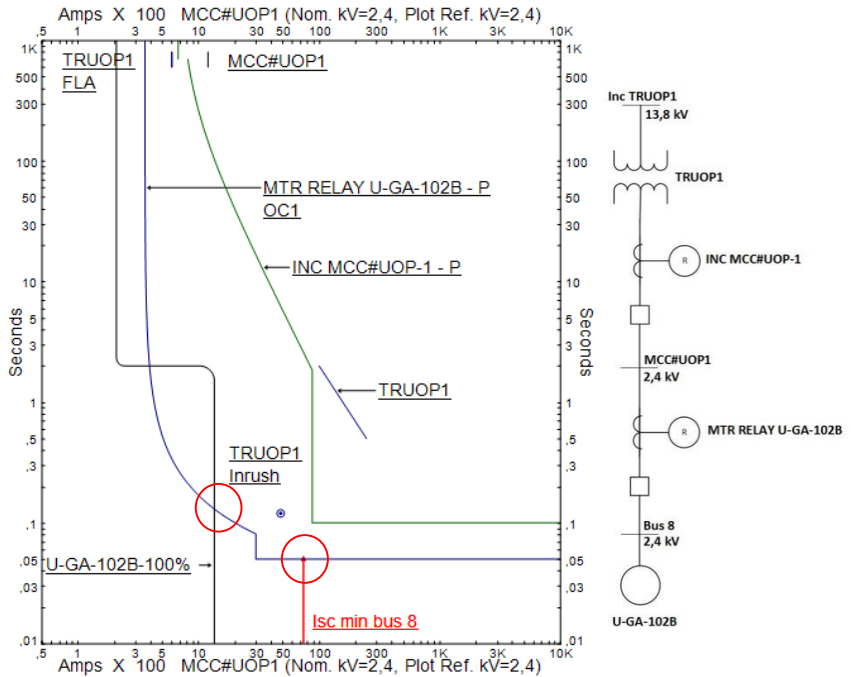
#### 4.4.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 2

Koordinasi tipikal 2 merupakan koordinasi rele pengaman dari motor U-GA-102B hingga generator 2006-J dan dilanjutkan menuju Relay D. Untuk memudahkan analisa maka tipikal 1 dibagi menjadi tipikal 2A dan tipikal 2B. Koordinasi tipikal 2 ditunjukkan pada Gambar 4.7.

Terdapat dua rele dalam koordinasi tipikal 2A, yaitu rele MTR Relay U-GA-102B dan rele INC MCC#UOP-1. Sedangkan dalam koordinasi tipikal 2B terdapat empat rele yaitu rele BKR P2-5, Relay 18 dan Relay D. Kondisi kurva pengaman eksisting pada koordinasi tipikal 2A ditunjukkan oleh Gambar 4.8 dan koordinasi tipikal 2B ditunjukkan oleh Gambar 4.10



**Gambar 4.7** (a) Tipikal 2A dan (b) Tipikal 2B



**Gambar 4.8** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 2A

Berdasarkan Gambar 4.8 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 2A dan ditunjukkan dengan pemberian lingkaran merah. *Setting* koordinasi rele pengaman tersebut kurang tepat dikarenakan hal-hal sebagai berikut:

1. Ketika terjadi gangguan pada motor U-GA-102B, rele yang bekerja adalah rele INC MCC#UOP-1 dengan waktu 0,05 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Rele sebenarnya yang harus bekerja apabila terjadi gangguan pada motor U-GA-102B adalah rele MTR RELAY U-GA-102B dengan waktu 0,1 detik.
2. Pick-up overcurrent rele MTR RELAY U-GA-102B memotong kurva starting motor yang menyebabkan rele memerintahkan CB 90 untuk trip ketika motor U-GA-102B *starting*.

Maka dari itu perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara

melakukan perhitungan manual. Penjabaran perhitungan parameter-parameter tipikal 2A adalah sebagai berikut:

**Rele Feeder Bus 8 (Rele MTR RELAY U-GA-102B)**

<i>Manufacturer</i>	: Cutler Hammer
<i>Model</i>	: DT-3000
<i>Curve Type</i>	: IECA
LRC Motor	: 650
FLA total	: 217,8 A
<i>CT Ratio</i>	: 600 / 5
Isc min	: 7,43 kA (2,4 kV)
Isc max	: 9,09 kA (2,4 kV)

**Time Overcurrent Pickup**

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\
 1,05 \times 217,8 &< \text{Iset} < 1,3 \times 217,8 \\
 228,69 &< \text{Iset} < 283,14 \\
 \frac{228,69}{600} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{283,14}{600} \text{ In} \\
 0,38 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,47 \text{ In}
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,2 – 2,2 x CT sekunder  
 sehingga dipilih tap = 0,4 In  
 dengan Iset = 240 A

**Time dial**

Waktu operasi dipilih (t) = 0,39 detik

$$\begin{aligned}
 t_d(I) &= \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \\
 0,39 &= \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97} \\
 T &= \frac{0,39 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14} \\
 T &= \frac{0,39 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{9090}{0,4 \times 600}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}
 \end{aligned}$$

$$T = 0,625$$

memiliki tap dengan range : 0,025 - 1 dengan step 0,025  
sehingga dipilih *time dial* 0,625

#### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} 1,6 \times \text{FLA Beban} &< I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min} \\ 1,6 \times 217,8 &< I_{\gg} < 0,8 \times 7430 \\ 348,48 &< I_{\gg} < 5944 \\ \frac{348,38}{600} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{5944}{600} \text{ In} \\ 0,58 \text{ In} &< \text{Tap} < 9,90 \text{ In} \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 1 - 25 xCT sekunder  
sehingga dipilih tap = 8,5 In  
dengan Iset = 5100 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik

#### **Rele Feeder Bus MCC#UOP1 (Rele INC MCC#UOP-1)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 1000
<i>Curve Type</i>	: <i>Standard Inverse</i>
FLA total	: 601,4 A
CT Ratio	: 800 / 5
Isc min	: 7,43 kA (2,4 kV)
Isc max	: 8,96 kA (2,4 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\ 1,05 \times 601,4 &< \text{Iset} < 1,3 \times 601,4 \\ 631,47 &< \text{Iset} < 781,82 \\ \frac{631,47}{800} \text{ In} &< \text{Tap} < \frac{781,82}{800} \text{ In} \\ 0,78 \text{ In} &< \text{Tap} < 0,97 \text{ In} \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,3 – 2,4 x CT sekunder dengan step 0,05  
sehingga dipilih tap = 0,85 In  
dengan Iset = 680 A

### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 1,61 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$
$$1,61 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$
$$T = \frac{1,61 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = \frac{1,61 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{8960}{4,2 \times 800}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = 1,8$$

memiliki tap dengan range : 0,1 – 12,5 dengan step 0,1  
sehingga dipilih *time dial* 1,8

### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} 1,6 \times \text{FLA Beban} &< I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min} \\ 1,6 \times 601,4 &< I_{\gg} < 0,8 \times 7430 \\ 962,24 &< I_{\gg} < 5944 \\ \frac{962,24}{800} In &< \text{Tap} < \frac{5944}{800} \\ 1,20 In &< \text{Tap} < 7,43 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 1-24 x CT sekunder dengan step 0,1 In  
sehingga dipilih tap = 7 A  
dengan Iset = 5600 A

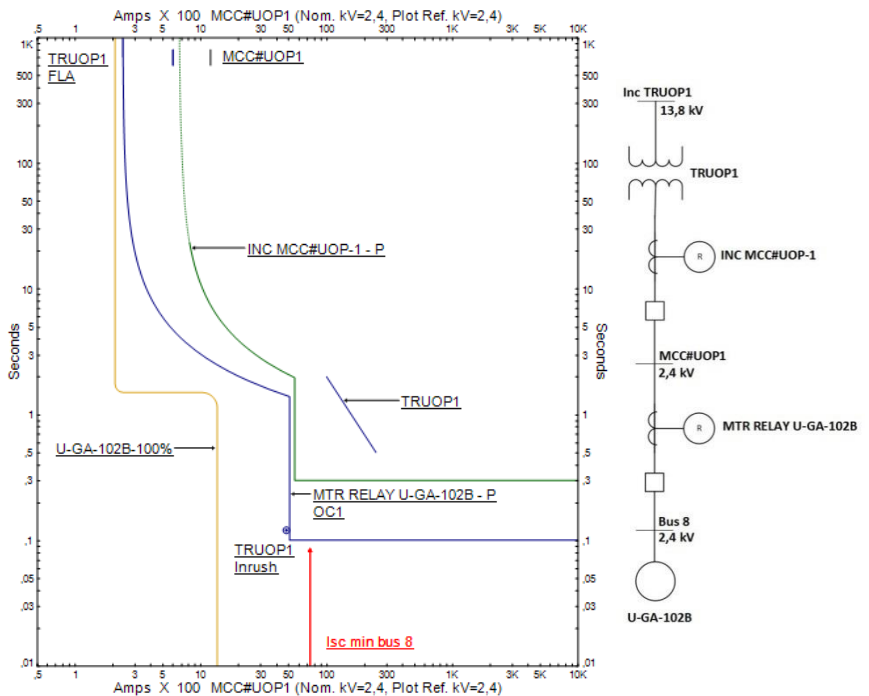
### Time delay

dipilih *time delay* = 0,3 detik

Berdasarkan hasil perhitungan diatas didapatkan kurva pengaman tipikal 2A yang ditunjukkan pada gambar 4.9, sehingga dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:



1. Ketika terjadi gangguan pada motor U-GA-102B, rele yang bekerja adalah rele INC MCC#UOP-1 dengan waktu 0,1 detik. Hal ini sesuai dengan standar IEEE 242.
2. Saat terjadi *starting* pada motor U-GA-102B rele MTR RELAY U GA-102B tidak akan mendeteksi adanya arus gangguan. Sehingga motor dapat melakukan *starting* dengan aman.



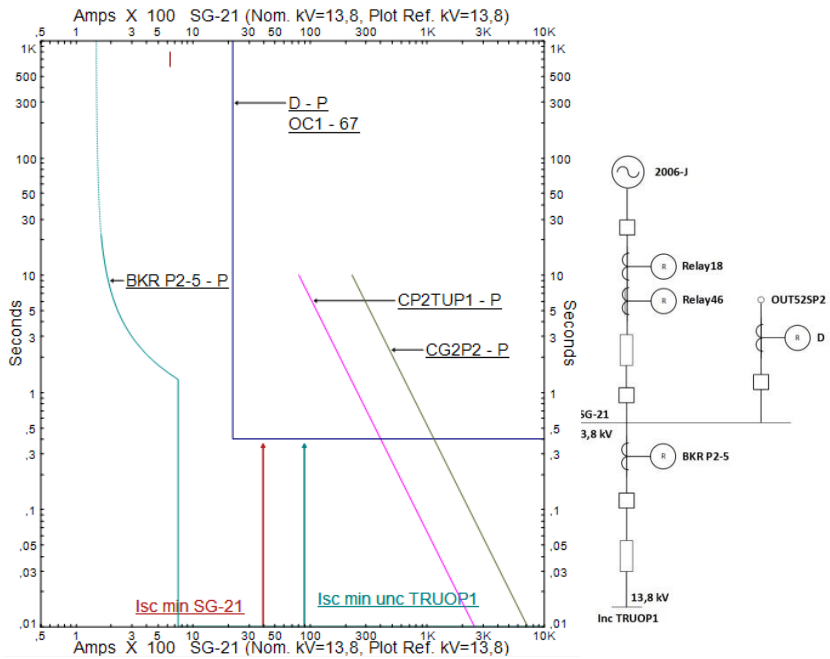
**Gambar 4.9** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2A

Sedangkan untuk tipikal 2B ditunjukkan pada Gambar 4.10 dan diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 2B. Berikut merupakan penjabaran mengenai *setting* koordinasi rele pengaman yang kurang tepat pada tipikal tersebut:

1. *Pick-up overcurrent* rele BKR P2-5 tidak sesuai standar yaitu antara 1,05 FLA peralatan hingga 1,3 FLA peralatan (BS 142-1983 Standard). Sehingga ketika ada gangguan, *overcurrent* rele BKR P2-5 tidak mampu mengamankan peralatan. Maka dari itu disarankan

penggantian *Current Transformer* (CT) dengan mempertimbangkan FLA peralatan. Pada rele BKR P2-5 yang pada awalnya CT bernilai 75/5 akan diubah menjadi 200/5.

2. Ketika terjadi gangguan pada bus inc TRUOP1 maka rele yang bekerja adalah rele BKR P2-5 dengan waktu 0,01 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Pada saat kondisi tersebut, waktu yang diperbolehkan untuk *circuit breaker* bekerja adalah 0,1 detik.
3. Ketika terjadi gangguan pada bus SG-21 maka rele yang bekerja adalah rele BKR P2-5 dengan waktu 0,01 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Pada saat kondisi tersebut, rele yang seharusnya bekerja Relay 18 dan relay D.



**Gambar 4.10** Plot Kurva Kengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 2B

Maka dari itu perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara

melakukan perhitungan manual. Beberapa parameter-parameter yang dihitung adalah sebagai berikut:

**Relé Feeder Bus inc TRUOP1 (Relé BKR P2-5)**

<i>Manufacturer</i>	: ALSTOM
<i>Model</i>	: P343
<i>Curve Type</i>	: IEC- <i>Standard Inverse</i>
FLA total	: 104,6 A
<i>CT Ratio</i>	: 200 / 5
Isc min Bus inc TRUOP1	: 8,98 kA (13,8 kV)
Isc max Bus inc TRUOP1	: 14,71 kA (13,8 kV)
Isc max Bus MCC#UOP1	: 8,96 kA (2,4 kV)
Konversi ke High Voltage	: $\frac{2,4}{13,8} \times 8,96 \text{ kA} = 1,55 \text{ kA}$

**Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 104,6 < \text{Iset} < 1,3 \times 104,6$$

$$109,83 < \text{Iset} < 135,98$$

$$\frac{109,83}{200} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{135,98}{200} \text{ In}$$

$$0,54 \text{ In} < \text{Tap} < 0,68 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range :  $0,08 - 4 \times \text{CT sekunder}$

sehingga dipilih tap =  $0,6 \text{ In}$

dengan Iset = 120 A

**Time dial**

Waktu operasi dipilih (t) = 0,19 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,19 = \frac{0,14}{\left(\frac{\text{Isc Max}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,19 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{\text{Isc Max}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,19 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{14710}{0,6 \times 200}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,2$$

memiliki tap dengan range : 0,025 – 1,2 dengan step 0,025  
sehingga dipilih *time dial* 0,2

#### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} I_{sc \text{ max MCC\#UOP1}} \times \frac{\text{kV sekunder}}{\text{kV primer}} &< I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}} \\ 8960 \times \frac{2,4}{13,8} &< I_{\gg} < 0,8 \times 8980 \\ 1558,2 &< I_{\gg} < 7184 \\ \frac{1558,2}{200} I_n &< \text{Tap} < \frac{7184}{200} I_n \\ 7,791 I_n &< \text{Tap} < 35,92 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,08 - 10 xCT sekunder dengan step 0,1 *In*  
sehingga dipilih tap = 10 *In*  
dengan *Iset* = 2000 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik karena memenuhi syarat nilai nilai *Isc max*  
Bus MCC#UOP1 lebih kecil daripada *Isc min* Bus inc TRUOP1.

#### **Rele Feeder Bus SG-21 (Relay 18)**

<i>Manufacturer</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: G30
<i>Curve Type</i>	: IEC – Curve A
<i>FLA total</i>	: 639,9 A
<i>CT Ratio</i>	: 2000 / 5
<i>Isc min</i>	: 3,99 kA (13,8 kV)
<i>Isc max</i>	: 7,09 kA (13,8 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned} 1,05 \times \text{FLA Beban} &< I_{set} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\ 1,05 \times 639,9 &< I_{set} < 1,3 \times 639,9 \\ 671,89 &< I_{set} < 831,87 \\ \frac{671,89}{2000} I_n &< \text{Tap} < \frac{831,87}{2000} I_n \\ 0,33 I_n &< \text{Tap} < 0,41 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0 – 30 x CT sekunder dengan step 0,001 In  
sehingga dipilih tap = 0,34 In  
dengan Iset = 680 A

#### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,22detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^{\alpha} - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,22 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,22 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,22 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{7090}{0,34 \times 2000}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,22$$

memiliki tap dengan range : 0,01 – 600 dengan step 0,01  
sehingga dipilih *time dial* 0,22

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 639,9 < I_{\gg} < 0,8 \times 3990$$

$$1023,8 < I_{\gg} < 3192$$

$$\frac{1023,8}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{3192}{2000} \text{ In}$$

$$0,51 \text{ In} < \text{Tap} < 1,59 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0- 30 xCT sekunder dengan step 0,001 In  
sehingga dipilih tap = 1,4 In  
dengan Iset = 2800 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,5 detik

**Relay Feeder Bus SG-21 (Relay D)**

<i>Manufacturer</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: 750/760
<i>Curve Type</i>	: IEC – A
<i>FLA total</i>	: 639,9 A
<i>CT Ratio</i>	: 2000 / 5
<i>Isc min</i>	: 5,01 kA (13,8 kV)
<i>Isc max</i>	: 6,4 kA (13,8 kV)

**Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 639,9 < I_{set} < 1,3 \times 639,9$$

$$671,89 < I_{set} < 831,87$$

$$\frac{671,89}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{831,87}{2000} I_n$$

$$0,33 I_n < \text{Tap} < 0,41 I_n$$

memiliki tap dengan range : 0,05–20 x CT sekunder dengan step 0,01  $I_n$   
 sehingga dipilih tap = 0,34  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 680 \text{ A}$

**Time dial**

Waktu operasi dipilih ( $t$ ) = 3,87 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$3,87 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{3,87 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{3,87 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{6400}{0,34 \times 2000}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 3,76$$

memiliki tap dengan range : 0 - 100 dengan step 0,01  
 sehingga dipilih *time dial* 3,76

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc \text{ min}}$$

$$1,6 \times 639,9 < I_{\gg} < 0,8 \times 5010$$

$$1023,84 < I_{\gg} < 4008$$

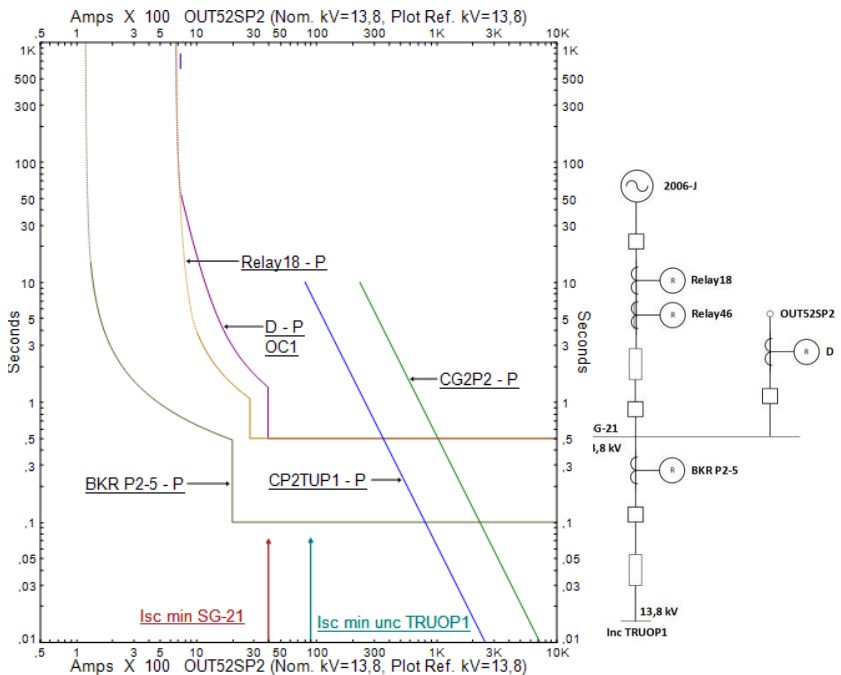
$$\frac{1023,84}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{4008}{2000} I_n$$

$$0,51 I_n < \text{Tap} < 2,0 I_n$$

memiliki tap dengan range : 1 - 25 xCT sekunder  
sehingga dipilih tap = 1,98  $I_n$   
dengan Iset = 3960 A

### Time delay

dipilih time delay = 0,5 detik



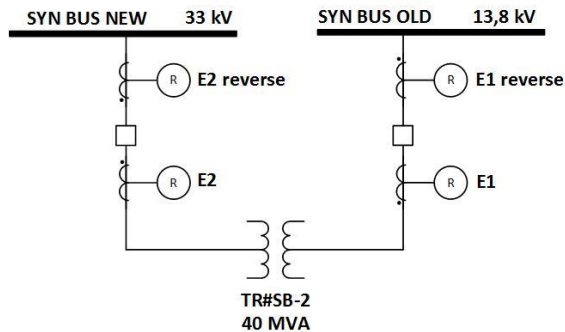
**Gambar 4.11** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi *Resetting* Tipikal 2B

Hasil dari perhitungan tersebut akan menghasilkan kurva pengaman tipikal 2B yang ditunjukkan pada Gambar 4.11. Sedangkan beberapa kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut:

1. Rele BKR P2-5 mampu mengamankan peralatan setelah dilakukan penggantian pada CT. Maka dari itu apabila terjadi gangguan pada bus inc TRUOP1, rele BKR P2-5 bekerja dengan waktu 0,1 detik dan mampu menjadi *backup* apabila terjadi gangguan di bus MCC#UOP1 ataupun di motor U-GA-102B.
2. Relay 18 dan Relay D akan bekerja apabila terjadi gangguan pada bus SG-21 dengan waktu 0,5 detik. Hal ini sesuai dengan standar IEEE 242.

#### 4.4.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan Fasa Tipikal 3

Koordinasi tipikal 3 merupakan koordinasi rele pengaman dari sisi sekunder transformator TR#SB-1 hingga sekunder transformator TR#SB-2 yang menghubungkan *syn bus new* dengan *syn bus old*. Rele pengaman yang digunakan adalah rele pengaman arus lebih untuk transformator TR#SB-1 dan rele pengaman *directional overcurrent* untuk transformator TR#SB-2. Koordinasi tipikal 3 ditunjukkan pada Gambar 4.12 sebagai berikut:



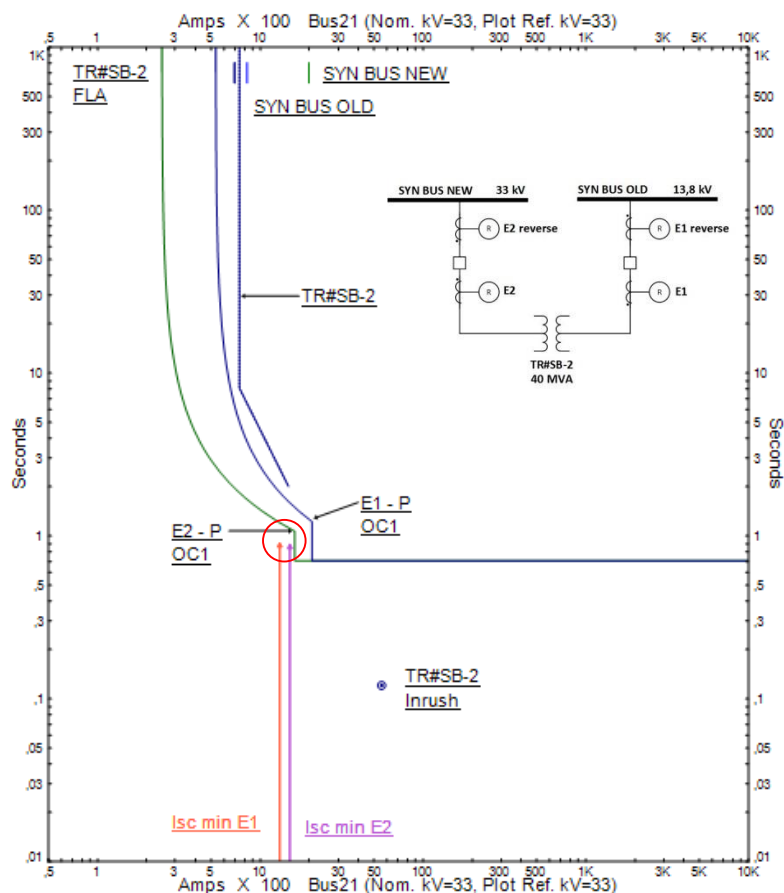
**Gambar 4.12** Tipikal 3

Terdapat empat rele dalam koordinasi tipikal 3, yaitu rele E1, E2, E1 reverse dan E2 reverse. Plot untuk kurva pengaman eksisting rele E1 dan E2 dapat dilihat pada Gambar 4.13.

Berdasarkan Gambar 4.13 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 3 yang ditunjukkan dengan



lingkaran merah. Penjabaran mengenai *setting* koordinasi rele pengaman yang kurang tepat pada tipikal 3 adalah ketika terjadi gangguan pada SYN BUS OLD maupun SYN BUS NEW rele yang bekerja adalah rele E2 bagian invers. Hal ini tidak sesuai karena invers rele E2 merupakan *backup* pengaman.



**Gambar 4.13** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi *Eksisting* Tipikal 3

Pada tipikal tersebut akan dilakukan *resetting* dengan melakukan penambahan rele E1 reverse dan E2 reverse. Penambahan rele tersebut

digunakan dalam *setting directional overcurrent relay*. Setelah itu dilakukan perhitungan secara manual untuk rele E1, E2, E1 reverse, dan E2 reverse. Perhitungan parameter-parameter tipikal 3 dijabarkan sebagai berikut:

### **Rele Feeder SYN BUS NEW (Rele E2)**

<i>Manufacturer</i>	: Eaton
<i>Model</i>	: EDR-5000
<i>Curve Type</i>	: <i>IEC Normal Inverse</i>
FLA total	: 223,5 A
<i>CT Ratio</i>	: 2000 / 1
Isc min SYN BUS NEW	: 1,53 kA (33 kV)
Isc max SYN BUS NEW	: 1,65 kA (33 kV)
Isc max SYN BUS OLD	: 3,94 kA (13,8 kV)
Konversi ke High Voltage	: $\frac{13,8}{33} \times 3,94 \text{ kA} = 1,65 \text{ kA}$

### **Time Overcurrent Pickup**

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA Beban} &< I_{set} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\
 1,05 \times 223,5 &< I_{set} < 1,3 \times 223,5 \\
 234,67 &< I_{set} < 290,55 \\
 \frac{234,67}{2000} I_n &< \text{Tap} < \frac{290,55}{2000} I_n \\
 0,11 I_n &< \text{Tap} < 0,14 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range :  $0,02 - 4 \times \text{CT sekunder}$  dengan step 0,01 sehingga dipilih tap =  $0,13 I_n$   
dengan  $I_{set} = 260 \text{ A}$

### **Time dial**

Waktu operasi dipilih (t) = 0,15 detik

$$\begin{aligned}
 t_d(I) &= \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta} \\
 0,15 &= \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97} \\
 T &= \frac{0,15 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}
 \end{aligned}$$

$$T = \frac{0,15 \times 2,97 \times \left[ \left( \frac{1650}{0,13 \times 2000} \right)^{0,02} - 1 \right]}{0,14}$$

$$T = 0,21$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 2 dengan step 0,01  
sehingga dipilih *time dial* 0,21

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min}$$

$$1,6 \times 223,5 < I_{\gg} < 0,8 \times 1530$$

$$357,6 < I_{\gg} < 1224$$

$$\frac{357,6}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{1224}{2000} \text{ In}$$

$$0,17 \text{ In} < \text{Tap} < 0,61 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 40 x CT sekunder dengan step 0,01  
sehingga dipilih tap = 0,6 In  
dengan Iset = 1200 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik karena tidak memenuhi syarat nilai nilai  
Isc max SYN BUS OLD lebih kecil daripada Isc min SYN BUS NEW.

#### Rele Feeder SYN BUS OLD (Rele E1)

<i>Manufacturer</i>	: Eaton
<i>Model</i>	: EDR-5000
<i>Curve Type</i>	: IEC Normal Inverse
FLA total	: 539,1 A
CT Ratio	: 2000 / 5
Isc min	: 3,17 kA (13,8 kV)
Isc max	: 3,94 kA (13,8 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 539,1 < \text{Iset} < 1,3 \times 539,1$$

$$566,05 < \text{Iset} < 700,83$$

$$\frac{566,05}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{700,83}{2000} \text{ In}$$

$$0,28 \text{ In} < \text{Tap} < 0,35 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 4 x CT sekunder dengan step 0,01  
 sehingga dipilih tap = 0,31 In  
 dengan Iset = 620 A

#### Time dial

Waktu operasi dipilih (t) = 0,27 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,27 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0.02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,27 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0.02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,27 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{3940}{0,31 \times 2000}\right)^{0.02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,21$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 2 dengan step 0,01  
 sehingga dipilih *time dial* 0,21

#### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$

$$1,6 \times 539,1 < I_{\gg} < 0,8 \times 3170$$

$$862,56 < I_{\gg} < 2536$$

$$\frac{862,56}{2000} \text{ In} < \text{Tap} < \frac{2536}{2000} \text{ In}$$

$$0,43 \text{ In} < \text{Tap} < 1,26 \text{ In}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 40 x CT sekunder dengan step 0,01  
 sehingga dipilih tap = 1,24 In  
 dengan Iset = 2480 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik

**Rele Feeder SYN BUS NEW (Rele E2 reverse)**

<i>Manufacturer</i>	: Eaton
<i>Model</i>	: EDR-5000
<i>Curve Type</i>	: IEC Normal Inverse
FLA total	: 260 A
CT Ratio	: 2000 / 1
Isc min SYN BUS NEW	: 2,26 kA (33 kV)
Isc max SYN BUS NEW	: 3,01 kA (33 kV)
Isc max SYN BUS OLD	: 7,2 kA (13,8 kV)
Konversi ke High Voltage	: $\frac{13,8}{33} \times 7,2 \text{ kA} = 3,01 \text{ kA}$

**Time Overcurrent Pickup**

$$1,05 \times \text{FLA Beban} < I_{set} < 1,3 \times \text{FLA Beban}$$

$$1,05 \times 260 < I_{set} < 1,3 \times 260$$

$$273 < I_{set} < 338$$

$$\frac{273}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{338}{2000} I_n$$

$$0,13 I_n < \text{Tap} < 0,16 I_n$$

memiliki tap dengan range :  $0,02 - 4 \times \text{CT sekunder}$  dengan step 0,01 sehingga dipilih tap =  $0,14 I_n$   
dengan  $I_{set} = 280 \text{ A}$

**Time dial**

Waktu operasi dipilih (t) = 0,2 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$

$$0,2 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$

$$T = \frac{0,2 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc \text{ Max}}}{\text{tap} \times \text{CT primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = \frac{0,2 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{3010}{0,14 \times 2000}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$

$$T = 0,2$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 2 dengan step 0,01  
sehingga dipilih *time dial* 0,2

#### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}
 1,6 \times \text{FLA Beban} &< I_{\gg} < 0,8 \times \text{Isc min} \\
 1,6 \times 260 &< I_{\gg} < 0,8 \times 2260 \\
 416 &< I_{\gg} < 1828 \\
 \frac{416}{2000} I_n &< \text{Tap} < \frac{1828}{2000} I_n \\
 0,2 I_n &< \text{Tap} < 0,92 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 40 x CT sekunder dengan step 0,01  
sehingga dipilih tap = 0,91  $I_n$   
dengan Iset = 1820 A

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik karena tidak memenuhi syarat nilai nilai  
Isc max SYN BUS OLD lebih kecil daripada Isc min SYN BUS NEW.

#### **Rele Feeder SYN BUS OLD (Rele E1 reverse )**

<i>Manufacturer</i>	: Eaton
<i>Model</i>	: EDR-5000
<i>Curve Type</i>	: IEC Normal Inverse
FLA total	: 591,9 A
CT Ratio	: 2000 / 5
Isc min	: 6,22 kA (13,8 kV)
Isc max	: 7,2 kA (13,8 kV)

#### Time Overcurrent Pickup

$$\begin{aligned}
 1,05 \times \text{FLA Beban} &< \text{Iset} < 1,3 \times \text{FLA Beban} \\
 1,05 \times 591,9 &< \text{Iset} < 1,3 \times 591,9 \\
 621,49 &< \text{Iset} < 769,47 \\
 \frac{621,49}{2000} I_n &< \text{Tap} < \frac{769,47}{2000} I_n \\
 0,31 I_n &< \text{Tap} < 0,38 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap dengan range : 0,02 – 4 x CT sekunder dengan step 0,01  
sehingga dipilih tap = 0,33  $I_n$   
dengan Iset = 660 A

### Time dial

Waktu operasi dipilih ( $t$ ) = 0,22 detik

$$t_d(I) = \frac{k}{\left(\frac{I}{I_s}\right)^\alpha - 1} \times \frac{T}{\beta}$$
$$0,22 = \frac{0,14}{\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1} \times \frac{T}{2,97}$$
$$T = \frac{0,22 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{I_{sc} \text{ Max}}{\text{tap} \times CT \text{ primer}}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = \frac{0,22 \times 2,97 \times \left[\left(\frac{7200}{0,33 \times 2000}\right)^{0,02} - 1\right]}{0,14}$$
$$T = 0,22$$

memiliki tap dengan range : 0,02 - 2 dengan step 0,01 sehingga dipilih *time dial* 0,22

### Instantaneous Pickup

$$1,6 \times \text{FLA Beban} < I_{\gg} < 0,8 \times I_{sc} \text{ min}$$
$$1,6 \times 591,9 < I_{\gg} < 0,8 \times 6220$$
$$947 < I_{\gg} < 4976$$
$$\frac{947}{2000} I_n < \text{Tap} < \frac{4976}{2000} I_n$$
$$0,47 I_n < \text{Tap} < 2,48 I_n$$

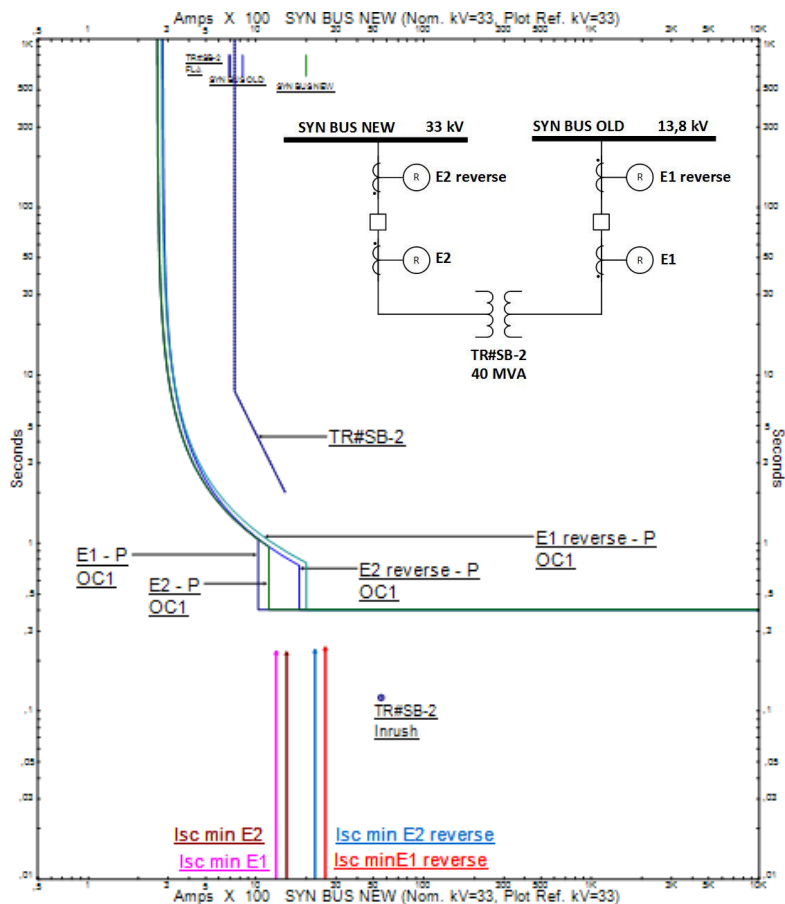
memiliki tap dengan range : 0,02 – 40 x CT sekunder dengan step 0,01 sehingga dipilih tap = 2,4  $I_n$   
dengan  $I_{set} = 4800 \text{ A}$

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik

Dari hasil perhitungan pada parameter tipikal 3 didapatkan kurva pengaman yang ditunjukkan pada Gambar 4.14 dan didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Ketika terjadi gangguan pada SYN BUS OLD maka yang bekerja adalah rele E1 dan rele E2. Sedangkan rele E1 reverse dan rele E2 reverse akan menjadi *backup*.
2. Ketika terjadi gangguan pada SYN BUS NEW maka rele yang bekerja adalah rele E1 *reverse* dan rele E2 *reverse* dengan waktu 0,4 detik.



**Gambar 4.14** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi *Resetting* Tipikal 3



#### 4.5 Directional Power Relay

Pemilihan *setting directional power relay* pada PT. Pusri Palembang dilakukan berdasarkan kasus terburuk yang dapat terjadi, yaitu ketika pembangkit STG-1 mati. Setelah pembangkit STG-1 mati akan dilakukan skema *load shedding* berdasarkan pemilihan beban-beban *essential*. Ketika skema *load shedding* gagal, maka *directional power relay* akan bekerja untuk mengamankan sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang. Rele tersebut digunakan untuk mengantisipasi terjadinya penurunan frekuensi akibat gagalnya skema *load shedding* yang telah dilakukan.

Nilai yang digunakan pada rele tersebut didasari oleh total beban dan total pembangkit pada setiap pabrik. Data awal pembangkit sebesar 73,7 MW dengan rincian pembangkitan STG sebesar 26,7 MW, pembangkitan Pusri P2, Pusri P3 dan Pusri P4 sebesar 11 MW, dan pembangkitan Pusri P1B sebesar 14 MW. Sedangkan data pembebanan awal sebesar 73,37 MW dengan rincian pembebanan pada Pusri P2B dan Pusri STG sebesar 35,06 MW dan pada Pusri P2, P3, P4 dan P1B sebesar 38,30 MW.

Dalam kasus pembangkit STG-1 mati, total pembangkitan menjadi sebesar 49,9 MW. Tabel 4.3 menunjukkan rincian data pembangkitan setelah STG mati. Dengan total pembangkitan yang berkurang maka perlu dilakukan pelepasan beban di PT. Pusri Palembang agar kontinuitas daya tetap terjaga.

**Tabel 4.3** Data Pembangkit di PT. Pusri Palembang Saat STG-1 Mati

No	ID	Lokasi	Tegangan (KV)	Pembangkitan (MW)
1	STG-1	Pusri 2B	13,8	0
2	2006-J	Pusri 2	13,8	11,7
3	3006-J	Pusri 3	13,8	11,7
4	4006-J	Pusri 4	13,8	11,7
5	5006-J	Pusri 1B	13,8	14,8
Total Pembangkitan				49,9

Setelah dilakukan skema pelepasan beban atau *load shedding* maka jumlah pembebanan total adalah sebesar 49,83 MW. Pada skema *load shedding* tersebut, beban pada Pusri 2B dan Pusri STG berkurang sebesar 19,87 MW. Sedangkan pada Pusri P2, Pusri P3, Pusri P4 dan Pusri P1B berkurang sebesar 3,66 MW. Sehingga beban total pada masing-masing pabrik dapat dilihat pada Tabel 4.4.

**Tabel 4.4** Data Beban di PT. Pusri Palembang Setelah Dilakukan Skema *Load Shedding*

No	Beban	Tegangan (KV)	Total pembebanan (MW)
1	Pusri STG	13,8	0,731
2	Pusri 2B	13,8	14,42
3	Pusri 2	13,8	7,77
4	Pusri 3	13,8	10,25
5	Pusri 4	13,8	8,38
6	Pusri 1B	13,8	8,22
Total pembebanan			49,83

Terdapat beban *essential* pada Pusri P2B dan Pusri STG sebesar 15,19 MW dengan rincian pada Pusri STG sebesar 0,731 MW dan Pusri 2B sebesar 14,42 MW. Maka dari itu perlu adanya ekspor daya dari pabrik Pusri P2, Pusri P3, Pusri P4 dan Pusri P1B menuju Pusri P2B dan Pusri STG sebesar 15,19 MW. Sedangkan dipilih waktu delay sebesar 0,4 detik dikarenakan kemampuan kestabilan generator STG-1 untuk menerima kondisi transien.

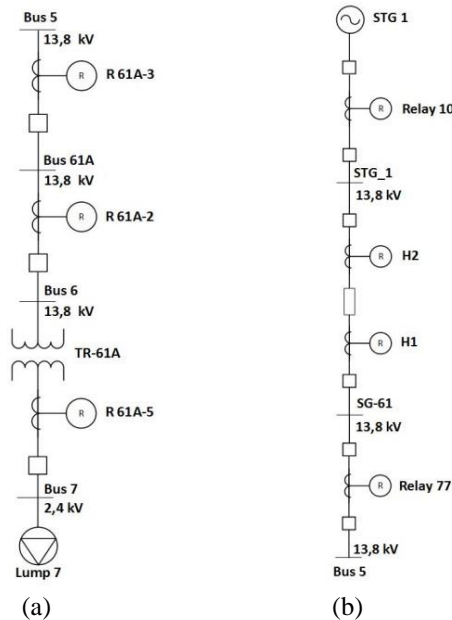
#### 4.6 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah

Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah perlu dilakukan untuk mengatasi terjadinya hubung skingkat satu fasa ke tanah. Dalam melakukan *setting* nilai arus gangguan maksimal bernilai sama dengan nilai *Neutral Grounding Resistor* (NGR) peralatan. Sedangkan parameter yang digunakan adalah *instantaneous pickup* dan *time delay*.

Dalam koordinasinya, rele arus lebih gangguan ketanah berbeda pada setiap level tegangan. Sehingga level tegangan memiliki koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah yang berbeda-beda.

#### 4.6.1 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 1

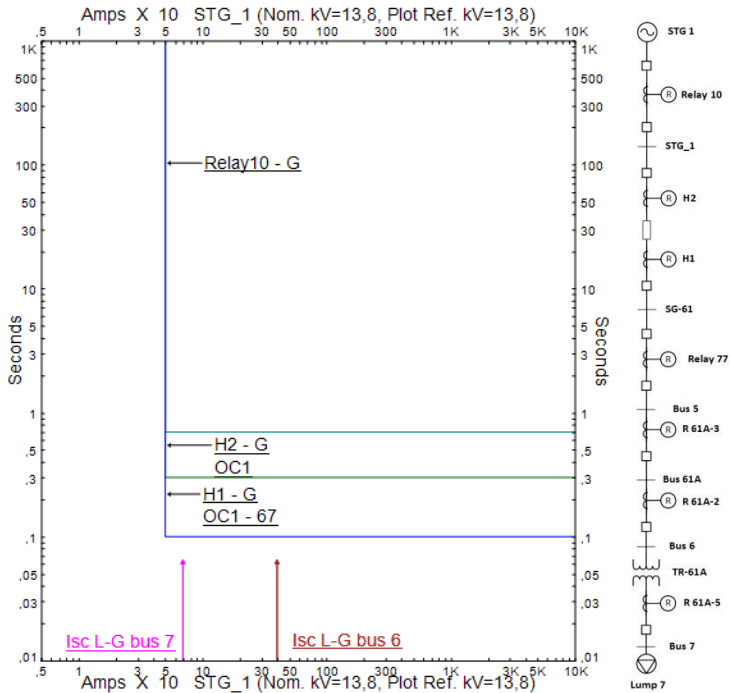
Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah tipikal 1 adalah koordinasi pengaman dari beban *lump* 7 hingga generator STG-1 seperti pada gambar 4.15.



**Gambar 4.15** Koordinasi Proteksi Tipikal 1A dan 1B

Rele yang dikoordinasikan pada tipikal 3 adalah rele R 61A-5, R 61A-2, R 61A-3, Relay77, H1, H2, dan Relay10. Dalam memudahkan setting koordinasi pengaman, maka tipikal 3 dibedakan menjadi tipikal 1A dan tipikal 1B. Tipikal 1A terdiri dari rele R 61A-5, R 61A-2, dan R 61A-3. Sedangkan tipikal 1B terdiri dari rele Relay77, H1, H2, dan Relay10.

Pada kondisi eksisting pengaman arus gangguan ke tanah hanya terdapat pada rele H1, H2, dan Relay 10. Gambar 4.16 menunjukkan plot kurva pengaman eksisting.



**Gambar 4.16** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Eksisting Tipikal 1

Berdasarkan Gambar 4.16 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 1. Berikut merupakan penjabaran mengenai *setting* koordinasi rele pengaman yang kurang tepat pada tipikal tersebut yaitu ketika terjadi arus hubung singkat L-G maka rele tersebut tidak bekerja sesuai grading time dengan benar. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Selain itu tidak kesesuaian CT yang digunakan untuk melakukan *setting* rele arus lebih gangguan ke tanah, yaitu 1200/5 pada CT R 61A-2-G, R 61A-2-G2, dan R 61A-3-G. Maka dari itu disarankan perubahan CT menjadi 50/5 agar rele dapat bekerja dengan baik.

Maka dari itu perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara melakukan perhitungan manual. Perhitungan parameter-parameter tipikal 1A dijabarkan sebagai berikut:

**Rele Feeder Bus 7 (Rele R 61A-5)**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam 1000  
*CT Ratio* : 50 / 5  
*NGR* : 400 A

**Instantaneous Pickup**

$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\
 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\
 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\
 20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\
 \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\
 0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,05 - 10 x CT sekunder dengan step 0,05  
 dipilih tap = 0,45  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 22,5 \text{ A}$

**Time delay**

dipilih *time delay* = 0,1 detik

**Rele Feeder Bus 6 (Rele R 61A-2)**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam 20  
*CT Ratio* : 50 / 5  
*NGR* : 400 A

**Instantaneous Pickup**

$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\
 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\
 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\
 20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\
 \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\
 0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,1 - 15 x CT sekunder dengan step 0,1  
 dipilih tap = 0,5  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 25 \text{ A}$

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik

### **Rele Feeder Bus 61-A (Rele R 61A-3)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 20
<i>CT Ratio</i>	: 50 / 5
NGR	: 400 A

### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\ 5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{set} < 50\% \times \text{NGR} \\ 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\ 20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\ \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\ 0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,1 - 15 x CT sekunder dengan step 0,1

dipilih tap = 0,5  $I_n$

dengan  $I_{set}$  = 25 A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,3 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 1A pada Gambar 4.17 dengan kesimpulan rele-rele tersebut akan bekerja sesuai dengan standar IEEE 242 apabila terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah.

Setelah itu dilakukan penambahan setting koordinasi rele gangguan arus lebih satu fasa ke tanah pada tipikal 1B. Rele yang dibunakan adalah rele BKR P2-5, Relay 46 dan Relay D. Maka dari itu dilakukan perhitungan seperti berikut:

### **Rele Feeder Bus SG-61 (Relay77)**

<i>Manufacturer</i>	: Merlin Gerin
<i>Model</i>	: Sepam 2000
<i>CT Ratio</i>	: 50 / 5
NGR	: 400 A

### Instantaneous Pickup

$$I_{sc \text{ unbalance}} < I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}}$$

$$5 - 10\% \times NGR < I_{set} < 50\% \times NGR$$

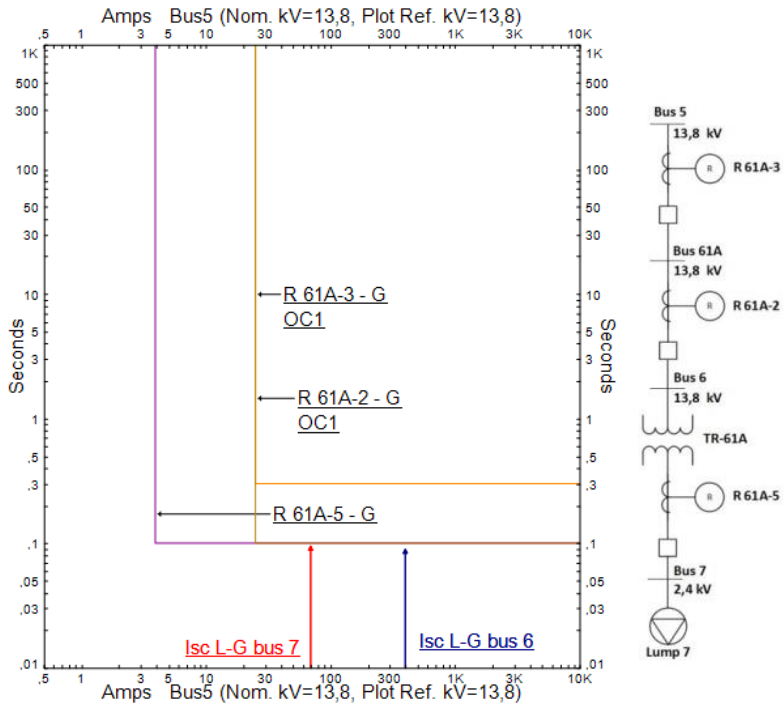
$$5\% \times 400 \text{ A} < I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A}$$

$$20 \text{ A} < I_{set} < 200 \text{ A}$$

$$\frac{20}{50} I_n < \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n$$

$$0,4 I_n < \text{Tap} < 40 I_n$$

memiliki tap range : 0,05 - 10 x CT sekunder dengan step 0,05  
 dipilih tap = 0,45  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 22,5 \text{ A}$



**Gambar 4.17** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi *Resetting* Tipikal 1A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,5 detik

### **Rele Feeder Bus SG-61 (Rele H1)**

*Manufacturer* : Eaton  
*Model* : EDR-5000  
*CT Ratio* : 50 / 5  
*NGR* : 400 A

### **Instantaneous Pickup**

$$\begin{aligned} \text{Isc unbalance} &< I_{\text{set}} < 50\% \times \text{Isc LG} \\ 5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{\text{set}} < 50\% \times \text{NGR} \\ 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{\text{set}} < 50\% \times 400 \text{ A} \\ 20 \text{ A} &< I_{\text{set}} < 200 \text{ A} \\ \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\ 0,4 I_n &< \text{Tap} < 4 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,002 - 12 x CT sekunder dengan step 0,001

dipilih tap = 0,42  $I_n$

dengan  $I_{\text{set}} = 21 \text{ A}$

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,7 detik

### **Rele Feeder Bus SG-61 (Rele H2)**

Perhitungan Rele Feeder Bus SG-61 (Rele H2) sama seperti Rele Feeder Bus SG-61 (Rele H1).

### **Rele Feeder Bus STG 1 (Relay10)**

*Manufacturer* : Merlin Gerin  
*Model* : Sepam 2000  
*CT Ratio* : 50 / 5  
*NGR* : 400 A

### **Instantaneous Pickup**

$$\begin{aligned} \text{Isc unbalance} &< I_{\text{set}} < 50\% \times \text{Isc LG} \\ 5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{\text{set}} < 50\% \times \text{NGR} \\ 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{\text{set}} < 50\% \times 400 \text{ A} \\ 20 \text{ A} &< I_{\text{set}} < 200 \text{ A} \end{aligned}$$



$$\frac{20}{50} I_n < \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n$$

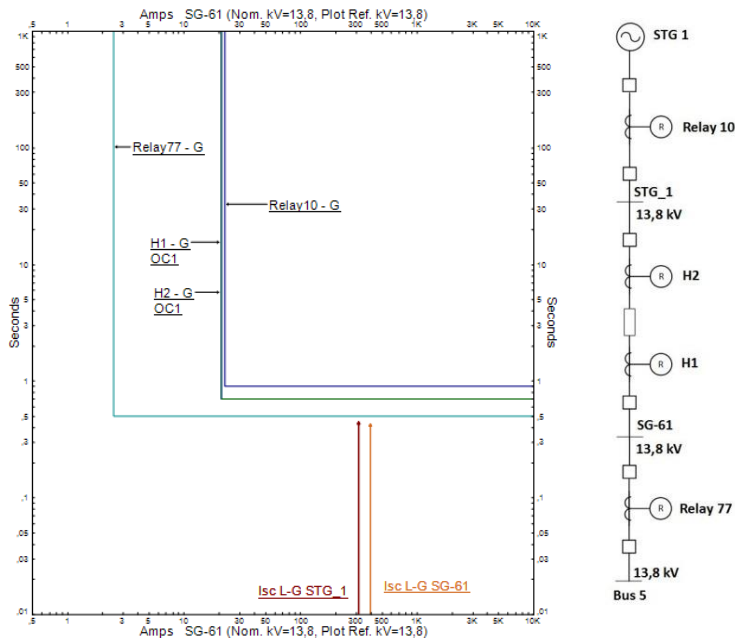
$$0,4 I_n < \text{Tap} < 40 I_n$$

memiliki tap range : 0,05 - 10 x CT sekunder dengan step 0,05  
dipilih tap = 0,45  $I_n$   
dengan  $I_{set} = 22,5 \text{ A}$

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,9 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 1B pada Gambar 4.18 dengan kesimpulan rele-rele tersebut akan bekerja dengan grading waktu yang benar sesuai dengan standar IEEE 242 saat terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah.



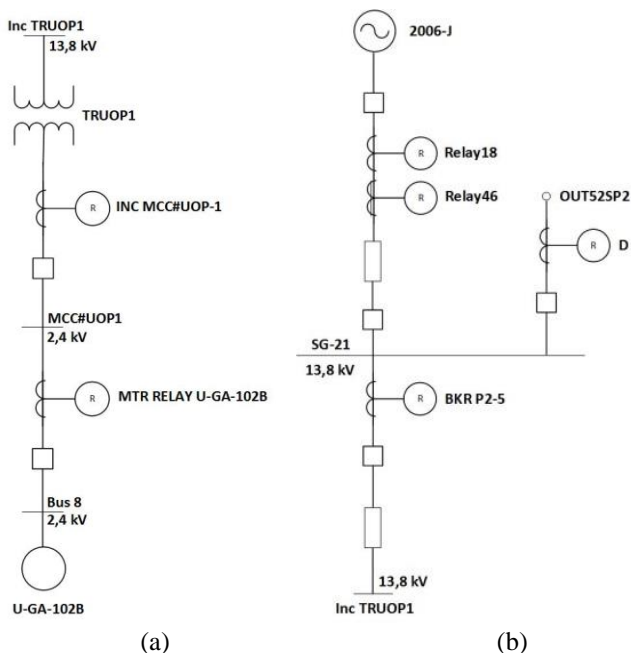
**Gambar 4.18** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 1B

#### 4.6.2 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 2

Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah tipikal 2 merupakan koordinasi rele pengaman dari motor U-GA-102B hingga generator 2006-J dan dilanjutkan menuju Relay D seperti pada Gambar 4.19.

Rele yang dikoordinasikan pada Tipikal 2 adalah rele MTR Relay U-GA-102B, INC MCC#UOP-1, BKR P2-5, Relay 46, dan Relay D. Dalam memudahkan setting koordinasi pengaman, maka tipikal 2 dibedakan menjadi tipikal 2A dan tipikal 2B. Tipikal 2A terdiri dari rele MTR Relay U-GA-102B, dan rele INC MCC#UOP-1. Sedangkan tipikal 2B terdiri dari rele BKR P2-5, Relay 46, dan Relay D.

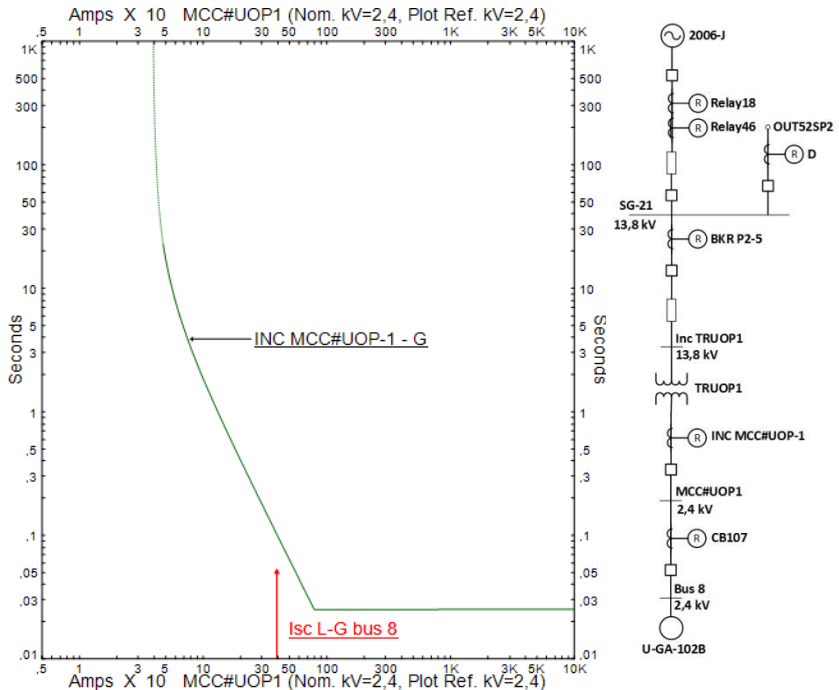
Pada kondisi eksisting pengaman arus gangguan ke tanah hanya terdapat pada rele INC MCC#UOP-1. Gambar 4.20 menunjukkan plot kurva pengaman eksisting.



**Gambar 4.19** Koordinasi Proteksi Tipikal 2A dan 2B

Berdasarkan Gambar 4.20 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 2. Berikut merupakan

penjabaran mengenai *setting* koordinasi rele pengaman yang kurang tepat pada tipikal tersebut yaitu ketika terjadi arus hubung singkat L-G maka rele akan bekerja saat 0,067 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Selain itu terdapat kesalahan pemilihan CT 67 yaitu sebesar 200/5, sehingga disarankan dilakukan penggantian CT menjadi 50/5.



**Gambar 4. 20** Plot Kurva Pengaman Untuk Eksisting Tipikal 2

Sehingga perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara melakukan perhitungan manual. Perhitungan parameter-parameter tipikal 2A dijabarkan sebagai berikut:

#### **Rele Feeder Bus 8 (Rele MTR RELAY U-GA-102B)**

*Manufacturer*

: Cutler Hammer

*Model*

: DT-3000

CT Ratio : 50 / 5  
NGR : 400 A

Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\ 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\ 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\ 20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\ \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\ 0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,1 - 11 x CT sekunder  
dipilih tap = 0,45  $I_n$   
dengan  $I_{set} = 22,5 \text{ A}$

Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik

**Rele Feeder Bus MCC#UOP1 (Rele INC MCC#UOP-1)**

Manufacturer : Merlin Gerin  
Model : Sepam 1000  
CT Ratio : 50 / 5  
NGR : 400 A

Instantaneous Pickup

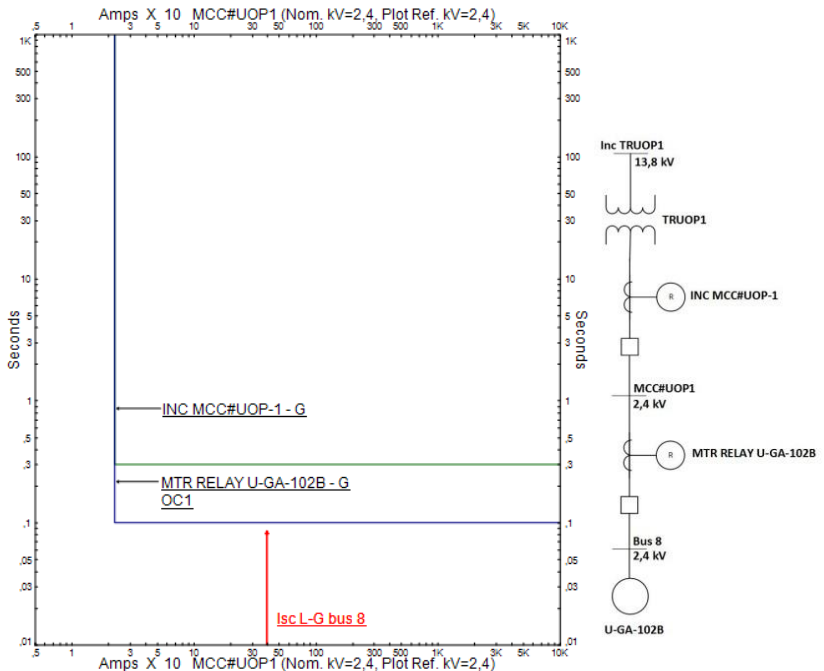
$$\begin{aligned} I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\ 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\ 5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\ 20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\ \frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\ 0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,05 - 10 x CT sekunder  
dipilih tap = 0,45  $I_n$   
dengan  $I_{set} = 22,5 \text{ A}$

Time delay

dipilih *time delay* = 0,3 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 2A pada Gambar 4.21 dengan kesimpulan rele INC MCC#UOP-1 akan bekerja dengan waktu 0,3 detik ketika terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah dan rele MTR RELAY U-GA-102B akan bekerja saat terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah dengan waktu 0,1 detik.



**Gambar 4.21** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi *Resetting* Tipikal 2A

Setelah itu dilakukan penambahan setting koordinasi rele gangguan arus lebih satu fasa ke tanah pada rele BKR P2-5, Relay 46 dan Relay D.

#### **Rele Feeder Bus inc TRUOP1 (Rele BKR P2-5)**

<i>Manufacturer</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: IAC-51B
<i>CT Ratio</i>	: 50 / 5
<i>NGR</i>	: 400 A

### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}I_{sc} \text{ unbalance} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \text{ LG} \\5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{set} < 50\% \times \text{NGR} \\5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\\frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n\end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,02 - 10 x CT sekunder dengan step 0,01  $I_n$   
dipilih tap = 0,41  $I_n$   
dengan Iset = 20,5 A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,1 detik

### **Rele Feeder Bus SG-21 (Relay 46)**

<i>Manufacturer</i>	: GE Multilin
<i>Model</i>	: G30
<i>CT Ratio</i>	: 50 / 5
<i>NGR</i>	: 400 A

### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}I_{sc} \text{ unbalance} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \text{ LG} \\5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{set} < 50\% \times \text{NGR} \\5\% \times 400 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 400 \text{ A} \\20 \text{ A} &< I_{set} < 200 \text{ A} \\\frac{20}{50} I_n &< \text{Tap} < \frac{200}{50} I_n \\0,4 I_n &< \text{Tap} < 40 I_n\end{aligned}$$

memiliki tap range : 0 - 30 x CT sekunder dengan step 0,001  $I_n$   
dipilih tap = 0,41  $I_n$   
dengan Iset = 20,5 A

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,5 detik

### **Rele Feeder Bus SG-21 (Relay D)**

<i>Manufacturer</i>	: GE Multilin
---------------------	---------------

<i>Model</i>	: 750/760
<i>CT Ratio</i>	: 50 / 5
<i>NGR</i>	: 400 A

#### Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned}
 I_{sc\ unbalance} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc\ LG} \\
 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\
 5\% \times 400\ A &< I_{set} < 50\% \times 400\ A \\
 20\ A &< I_{set} < 200\ A \\
 \frac{20}{50} I_n &< Tap < \frac{200}{50} I_n \\
 0,4 I_n &< Tap < 40 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,05 - 20 x CT sekunder dengan step 0,01  $I_n$   
dipilih tap = 0,41  $I_n$   
dengan  $I_{set} = 20,5\ A$

#### Time delay

dipilih *time delay* = 0,5 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 2B pada gambar 4.22 dengan kesimpulan rele BKR P2-5 akan bekerja dengan waktu 0,1 detik ketika terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah, Relay 46 dan Relay D akan bekerja saat terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah dengan waktu 0,5 detik.

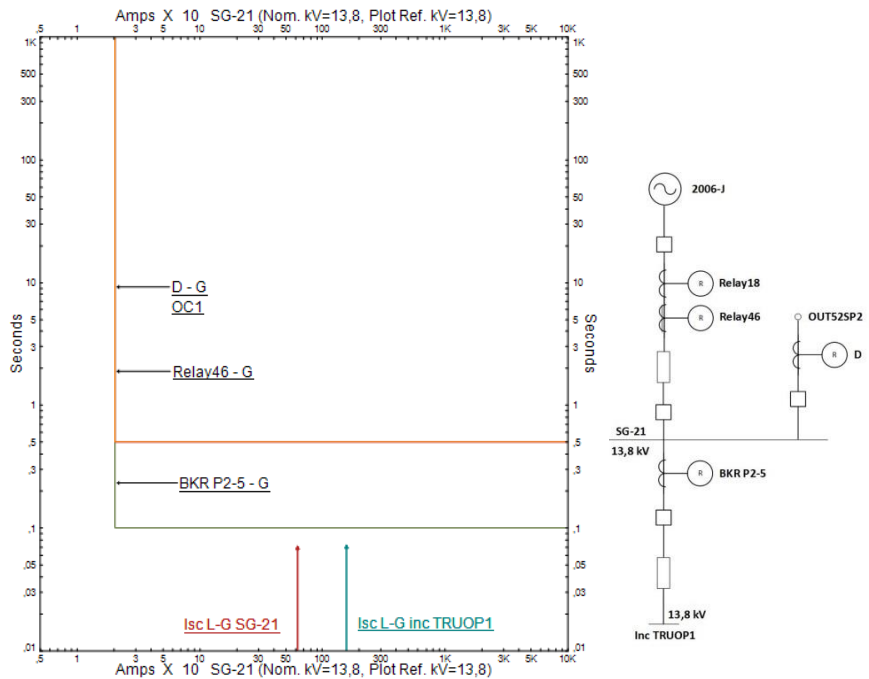
### **4.6.3 Koordinasi Rele Arus Lebih Gangguan ke Tanah Tipikal 3**

Koordinasi rele arus lebih gangguan ke tanah tipikal 3 merupakan koordinasi rele pengaman trafo TR#SB-2 yang menghubungkan *syn bus new* dengan *syn bus old* seperti pada gambar 4.23.

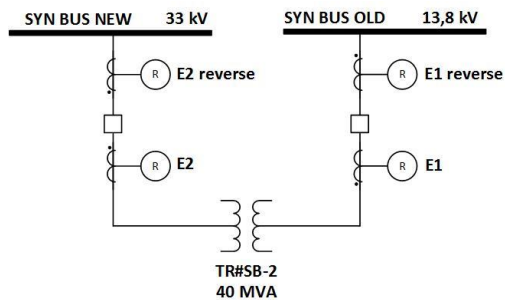
Rele yang dikoordinasikan pada Tipikal 3 adalah Rele E1, E2, E1 *reverse* dan E2 *reverse* . Sedangkan pada kondisi eksisting pengaman arus gangguan ke tanah hanya terdapat pada rele E1 dan rele E2. Gambar 4.24 menunjukkan plot kurva pengaman eksisting.

Berdasarkan Gambar 4.24 dapat diketahui adanya koordinasi pengaman yang kurang baik pada tipikal 3. Berikut merupakan penjabaran mengenai *setting* koordinasi rele pengaman yang kurang tepat pada tipikal tersebut yaitu ketika terjadi arus hubung singkat L-G

maka rele akan bekerja kurang dari 0,01 detik. Hal ini tidak sesuai dengan standar IEEE 242.

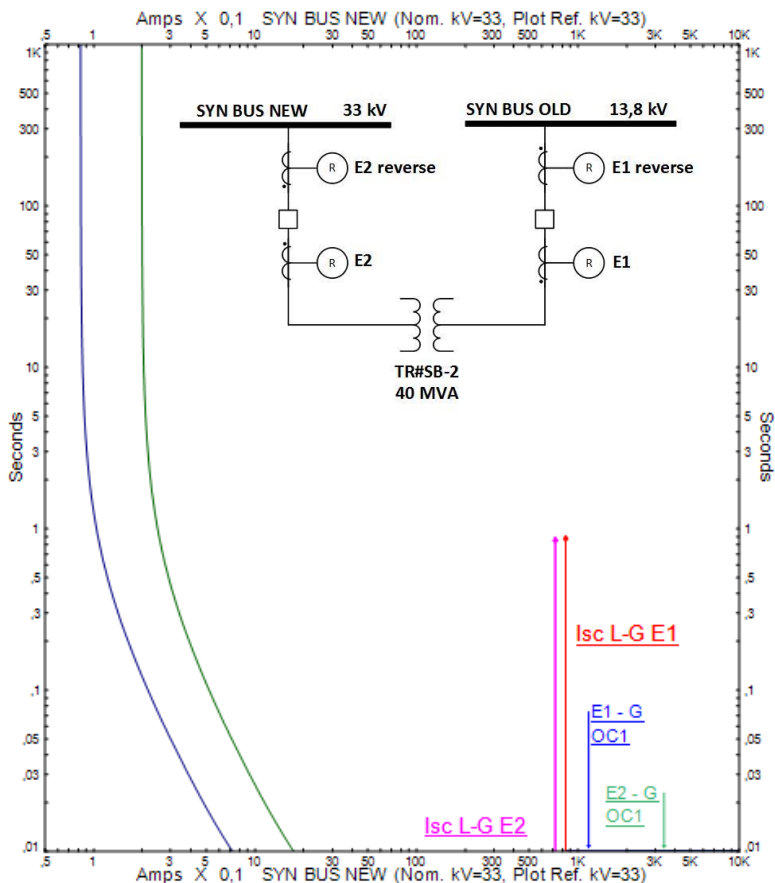


**Gambar 4.22** Plot Kurva Pengaman Untuk Kondisi Resetting Tipikal 2B



**Gambar 4.23** Tipikal 3





**Gambar 4.24** Plot Kurva Pengaman Untuk Eksisting Tipikal 3

Maka dari itu perlu dilakukan koordinasi ulang untuk memperbaiki koordinasi pengaman pada tipikal tersebut dengan cara melakukan perhitungan manual. Perhitungan parameter-parameter tipikal 3 dijabarkan sebagai berikut:

**Rele Feeder SYN BUS NEW (Rele E2)**

*Manufacturer* : Eaton  
*Model* : EDR-5000  
*CT Ratio* : 100 / 5

NGR

: 100 A

Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} I_{sc} \text{ unbalance} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \text{ LG} \\ 5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{set} < 50\% \times \text{NGR} \\ 5\% \times 100 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A} \\ 5 \text{ A} &< I_{set} < 50 \text{ A} \\ \frac{5}{100} I_n &< \text{Tap} < \frac{50}{100} I_n \\ 0,05 I_n &< \text{Tap} < 0,5 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,002 - 2 x CT sekunder dengan step 0,001  $I_n$

dipilih tap = 0,1  $I_n$

dengan  $I_{set} = 10 \text{ A}$

Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik

**Rele Feeder SYN BUS OLD (Rele E1)**

*Manufacturer*

: Eaton

*Model*

: EDR-5000

*CT Ratio*

: 100 / 5

NGR

: 100 A

Instantaneous Pickup

$$\begin{aligned} I_{sc} \text{ unbalance} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc} \text{ LG} \\ 5 - 10\% \times \text{NGR} &< I_{set} < 50\% \times \text{NGR} \\ 5\% \times 100 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A} \\ 5 \text{ A} &< I_{set} < 50 \text{ A} \\ \frac{5}{100} I_n &< \text{Tap} < \frac{50}{100} I_n \\ 0,05 I_n &< \text{Tap} < 0,5 I_n \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,002 - 2 x CT sekunder dengan step 0,001  $I_n$

dipilih tap = 0,1  $I_n$

dengan  $I_{set} = 10 \text{ A}$

Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik

**Rele Feeder SYN BUS NEW (Rele E2 reverse)**

*Manufacturer* : Eaton  
*Model* : EDR-5000  
*CT Ratio* : 100 / 5  
*NGR* : 100 A

**Instantaneous Pickup**

$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\
 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\
 5\% \times 100 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A} \\
 5 \text{ A} &< I_{set} < 50 \text{ A} \\
 \frac{5}{100} I_n &< \text{Tap} < \frac{50}{100} I_n \\
 0,05 I_n &< \text{Tap} < 0,5 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,002 - 2 x CT sekunder dengan step 0,001  $I_n$   
 dipilih tap = 0,1  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 10 \text{ A}$

**Time delay**

dipilih *time delay* = 0,4 detik

**Rele Feeder SYN BUS OLD (Rele E1 reverse )**

*Manufacturer* : Eaton  
*Model* : EDR-5000  
*CT Ratio* : 100 / 5  
*NGR* : 100 A

**Instantaneous Pickup**

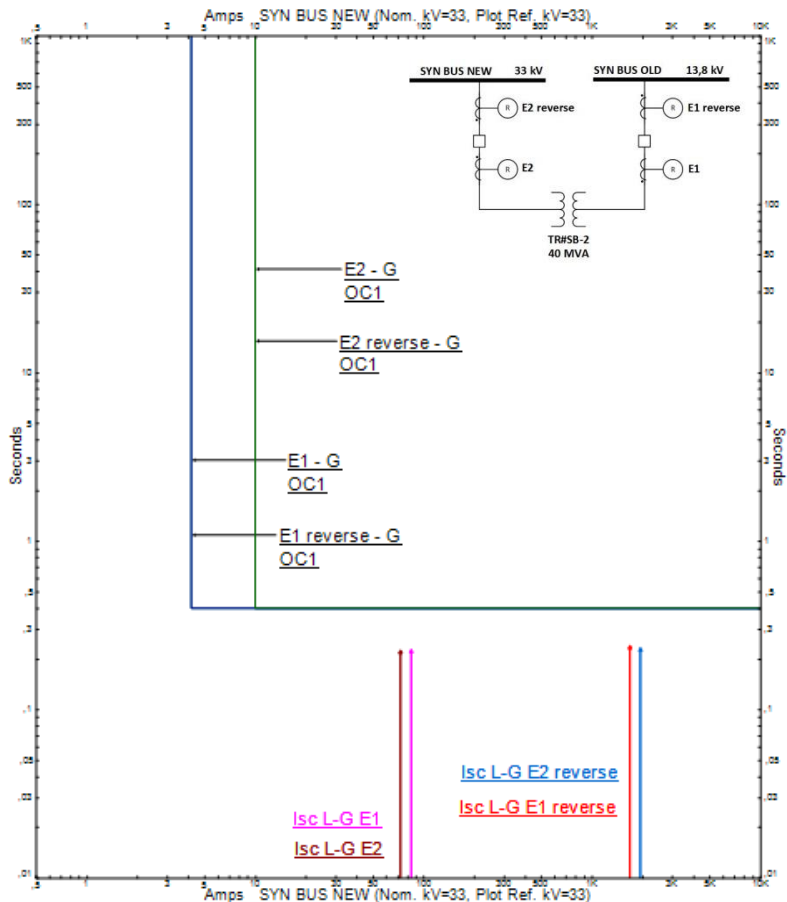
$$\begin{aligned}
 I_{sc \text{ unbalance}} &< I_{set} < 50\% \times I_{sc \text{ LG}} \\
 5 - 10\% \times NGR &< I_{set} < 50\% \times NGR \\
 5\% \times 100 \text{ A} &< I_{set} < 50\% \times 100 \text{ A} \\
 5 \text{ A} &< I_{set} < 50 \text{ A} \\
 \frac{5}{100} I_n &< \text{Tap} < \frac{50}{100} I_n \\
 0,05 I_n &< \text{Tap} < 0,5 I_n
 \end{aligned}$$

memiliki tap range : 0,002 - 2 x CT sekunder dengan step 0,001  $I_n$   
 dipilih tap = 0,1  $I_n$   
 dengan  $I_{set} = 10 \text{ A}$

### Time delay

dipilih *time delay* = 0,4 detik

Dari perhitungan tersebut didapatkan kurva pengaman tipikal 3 pada Gambar 4.25 dengan kesimpulan rele akan bekerja dengan waktu 0,04 detik ketika terjadi gangguan arus lebih satu fasa ke tanah.



**Gambar 4.25** Plot kurva pengaman untuk *resetting* Tipikal 3

## **Bab 5**

### **PENUTUP**

#### **5.1 Kesimpulan**

Bedasarkan hasil analisis pada koordinasi pengaman pada PT. Pusri Palembang, dapat disimpulkan bahwa:

1. Perlu dilakukannya koordinasi ulang pada koordinasi pengaman untuk rele arus lebih akibat adanya penambahan beban dan pembangkit, seperti berikut:
  - a. Pada kondisi eksisting terjadi kesalahan pada *setting time dial* dan *time delay* yang tidak sesuai dengan standar IEEE 242. Dalam *reseting time dial* dilakukan sesuai standar dengan *grading time* yang sesuai. Kesalahan-kesalahan pada *setting time delay* adalah *time delay* rele R 61A-2 dan rele R 61A-3 adalah 0,02 detik, Relay77 tidak sesuai dengan *grading time* yaitu 0,3 detik, rele INC MCC#UOP-1 adalah 0,05 detik, dan rele BKR P2-5 adalah 0,01 detik. Maka dari itu dilakukan *resetting time delay* pada rele R 61A-2, rele INC MCC#UOP-1, dan rele BKR P2-5 sebesar 0,1 detik. Lalu *resetting time delay* rele R 61A-3 sebesar 0,3 detik, dan Relay77 sebesar 0,5 detik.
  - b. Kurva rele R 61A-2 akan memerintahkan circuit breaker bekerja saat *starting* transformator TR-61A. Maka dari itu dilakukan *resetting* nilai *overcurrent pickup*, *instantaneous pickup*, *time dial*, dan *time delay* pada rele R 61A-2
  - c. Kurva rele MTR RELAY U-GA-102B pada kondisi eksisting memotong kurva *starting* motor U-GA-102B. Maka dari itu perlu dilakukan *resetting* nilai *instantaneous pickup*, dan *time delay* pada rele tersebut.
  - d. Terdapat kesalahan koordinasi pada kurva invers rele R 61A-2, rele R 61A-3, Relay77, Relay18, RelayD, dan rele E2. Maka dari itu diperlukan *resetting* nilai *instantaneous pickup* dari masing-masing rele.
  - e. Pada kondisi eksisting terjadi kesalahan pada penggunaan *Current Transformer* (CT) yang tidak tepat. Pada rele R 61A-2, rele R 61A-3, dan Relay 77 CT yang digunakan adalah 1500/5. Pada rele BKR P2-5 CT yang digunakan adalah 75/5. Hal ini mengakibatkan rele tidak

- dapat melakukan *sensing* sesuai dengan arus gangguan yang terjadi. Maka dari itu diperlukan penggantian *Current Transformer* (CT) yang sesuai dengan kebutuhan untuk mengantisipasi tidak terjadinya kesalahan *sensing* arus gangguan. Pada rele R 61A-2, rele R 61A-3, dan Relay 77 dilakukan penggantian CT menjadi 600/5. Pada rele BKR P2-5 dilakukan penggantian CT menjadi 200/5.
2. Perlu dilakukan koordinasi ulang pada koordinasi pengaman rele gangguan ke tanah dikarenakan kurang tepatnya *setting* yang berlaku seperti berikut:
    - a. Tidak tepat pemilihan *grading time* pada rele R 61A-5, R 61A-2, R 61A-3, sehingga perlu dilakukan koordinasi ulang pada rele-rele tersebut.
    - b. Tidak adanya rele pengaman gangguan ke tanah pada Relay77, rele H1, rele H2, Relay10, rele MTR RELAY U-GA-102B, BKR P2-5, Relay 46, dan RelayD. Maka dari itu dibutuhkan penambahan *setting* rele gangguan ke tanah.
    - c. Pada kondisi eksisting terjadi kesalahan *setting time delay* pada rele INC MCC#UOP-1 sebesar 0,025 detik. Selain itu pada rele E1 dan E2 *setting time delay* sebesar 0,01 detik. Hal tersebut tidak sesuai dengan standar yang berlaku, sehingga perlu dilakukan *resetting time delay* sebesar 0,1 detik untuk rele INC MCC#UOP-1, dan 0,4 detik untuk rele E1 dan E2.
    - d. Terdapat kesalahan pemilihan CT pada kondisi eksisting seperti pada CT 61A-2-G2, dan CT CT 61A-2-G sebesar 1200/5 dan disarankan penggantian CT menjadi 50/5. Lalu CT CT 61A-3-G bernilai 2000/5, sehingga disarankan penggantian CT menjadi 50/5.
  3. Dilakukan penambahan rele overcurrent E1 *reverse* pada SYN BUS NEW, dan rele E2 *reverse* pada SYN BUS OLD. Rele-rele tersebut akan digunakan sebagai *directional overcurrent relay* untuk membatasi aliran daya menuju SYN BUS OLD maupun menuju SYN BUS NEW.
  4. Dilakukan penambahan rele *directional power* untuk membatasi aliran daya yang mengalir menuju Pusri STG dan Pusri P2B apabila pembangkit STG-1 mengalami gangguan. Rele tersebut

akan bekerja apabila terjadi kegagalan terakhir pada skema *load shedding*.

5. Setelah dilakukan koordinasi, ketika terjadi gangguan hubung singkat dan gangguan beban lebih maka *overcurrent relay* dan *directional overcurrent relay* akan bekerja mengisolir gangguan yang ada. Namun apabila terjadi gangguan dalam pola operasi seperti dalam kasus pembangkitan STG-1 mati, maka *directional power relay* yang akan bekerja mengamankan sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang.

## 5.2 Saran

Setelah melakukan analisis dan simulasi terhadap sistem pengaman pada PT. Pusri Palembang, penulis dapat memberi beberapa saran sebagai berikut:

1. Melakukan *resetting* koordinasi proteksi pada PT. Pusri Palembang sesuai dengan standar yang berlaku.
2. Melakukan penggantian *Current Transformer* (CT) pada sistem koordinasi pengaman pada PT. Pusri Palembang agar dapat mengamankan arus lebih gangguan fasa dan arus lebih gangguan ke tanah.
3. Memasang rele arah arus lebih (*directional overcurrent relay*) untuk mengamankan gangguan arus lebih dengan mempertimbangkan arah arus gangguan pada trafo *synchronous bus*, yaitu antara SYN BUS OLD dan SYN BUS NEW.
4. Memasang rele arah daya lebih (*directional power relay*) untuk mengamankan sistem kelistrikan apabila terjadi kegagalan pada skema *load shedding*. Ketika skema *load shedding* gagal, maka daya yang di ekspor menuju Pusri P2B dan Pusri STG akan semakin besar dan berakibat pada turunnya frekuensi pada sistem kelistrikan PT. Pusri Palembang.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---



## DAFTAR PUSTAKA

- [1] Wahyudi, "Diktat Kuliah Pengaman Sistem Tenaga Listrik", Teknik Elektro ITS, Surabaya, Bab 2, 2004
- [2] Cahier Technique No. 158, "Calculation of Short-circuit Currents", Schneider Electric, 2005.
- [3] IEEE Std 242-2001™, "IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems", The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, Ch. 15, 2001
- [4] Charles J. Mozina, Life Fellow IEEE, Why Upgrade the Protection and Grounding of Generators at Petroleum and Chemical Plants?, Februari 2012
- [5] Anderson, P.M, "Power System Protection", John Wiley & Sons, Inc., Canada, Ch. 3, 1998
- [6] Saadat, H., "Power System Analysis", McGraw-Hill, Inc, 1999
- [7] Trip Curve, "IEC-SIT-SIT-A-10PU\_1", Schneider Electric, 2008
- [8] Penangsang, Ontoseno. "Diktat Kuliah Analisis Sistem Tenaga Listrik 2", Teknik Elektro ITS, Surabaya.

---Halaman ini sengaja dikosongkan---

## BIOGRAFI PENULIS



Penulis memiliki nama lengkap Talitha Puspita Sari, lahir di Surabaya pada tanggal 15 November 1995. Penulis merupakan anak kedua dari Ir. Prasetyo Wahyudie, M.T dan Dr. Vita Ratnasari, S.Si, M.Si. Penulis mengawali pendidikannya di SD Khadijah 2 Surabaya pada tahun 2001, kemudian melanjutkan pendidikan menengah pertama di SMPN 12 Surabaya. Setelah lulus dari SMPN 12 Surabaya pada tahun 2010, penulis melanjutkan studi di SMAN 5 Surabaya. Pada tahun 2013 penulis memasuki jenjang pendidikan tinggi di Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Jurusan Teknik Elektro, bidang studi Teknik Sistem Tenaga. Dari SMP hingga sekarang penulis aktif di organisasi ekstra kulikuler bola basket. Pada tahun 2014 penulis mendapat amanah menjadi *staff* departemen inventaris di Unit Kegiatan Mahasiswa Bola Basket. Selain itu penulis mengikuti berbagai lomba bola basket hingga kancah nasional, dan menjuarai lomba bola basket pada dies natalis ITS ke-55 dan ke-56. Penulis aktif di beberapa kepanitiaan seperti ISITIA 2016, ESTRA, Pelatihan ETAP 2015, Dies Natalis ke-54 dan Rector Cup 2014. Selain itu penulis mengikuti beberapa pelatihan seperti pelatihan ETAP dan pelatihan RASPBERRY PI Basic Training. Pada akhir tahun 2016 penulis menjadi penerima beasiswa Erasmus+ menuju Turki dan akan melakukan *exchange programme* pada tahun 2017. Penulis juga aktif sebagai asisten di Laboratorium Instrumentasi, Pengukuran dan Identifikasi Sistem Tenaga (LIPIST). Penulis dapat dihubungi melalui email : talithapuspita@gmail.com

---Halaman ini sengaja dikosongkan---